

IMPLICACIONES DE LA TRANSFORMACIÓN DE LA CANASTA ELÉCTRICA NACIONAL EN EL CONSUMO DE CARBÓN PROVENIENTE DEL CENTRO DEL PAÍS Y SU IMPACTO EN LAS REGALÍAS PERCIBIDAS POR LOS MUNICIPIOS PRODUCTORES DE DICHO MINERAL EN CUNDINAMARCA Y BOYACÁ.¹

Autor:

Wilson Sandoval Romero
Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano
Maestría en Ingeniería – Gestión Sostenible de la Energía
wilsonj.sandovalr@utadeo.edu.co

Resumen.

En Colombia el carbón es el tercer combustible más importante para la generación de energía eléctrica, participando con el 9.3% de la capacidad instalada del sistema interconectado nacional, pero las unidades que funcionan con este combustible son en su mayoría antiguas e ineficientes y ocasionan cerca del 57% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al sistema eléctrico nacional. Como en el resto del mundo, el país se encuentra en un proceso de descarbonización de la matriz energética, por lo que se espera que dichas plantas de carbón sean reemplazadas por otras fuentes de generación. En este trabajo se estima el impacto de estas transformaciones en la industria carbonífera de los departamentos de Boyacá y Cundinamarca. En una primera etapa de la metodología, mediante el procedimiento de contabilidad energética y el cruce de varias bases de datos, hasta el momento no exploradas con este propósito, se estimó el consumo de carbón termoeléctrico atendido por las fuentes ubicadas en las regiones de interés. Posteriormente, desde un ámbito académico se proponen tres escenarios de adopción de la política y, mediante modelos de series de tiempo, se realizan las correspondientes proyecciones de demanda de carbón en la región. Las estimaciones realizadas bajo un escenario de cierre progresivo de las unidades ineficientes señalan que el consumo de carbón para generación eléctrica en el centro del país disminuiría hasta un promedio anual de 0,63 millones de toneladas, en el periodo comprendido entre los años 2024 a 2026, y hasta 0,19 millones de toneladas a partir del año 2027. En cuanto a las regalías proyectadas por la producción de carbón para generación eléctrica en el centro del país, se encontró que bajo el escenario moderado disminuirían en 33,67% y bajo un escenario ácido disminuirían un 52,67%.

Palabras clave.

Política energética; generación termoeléctrica; producción de carbón Cundinamarca y Boyacá; regalías carbón.

Introducción.

En este trabajo se cuantifica el impacto en el consumo de carbón y en los ingresos fiscales de los municipios productores de Boyacá y Cundinamarca, dada la reconfiguración de la matriz de generación eléctrica nacional, causada por las nuevas políticas de reducción de emisiones, y

¹ Artículo realizado en el marco del desarrollo del trabajo de tesis de grado. Agradezco el notable apoyo y revisión de los profesores Raúl Ávila Forero de la Maestría en Ingeniería-Gestión Sostenible de la Energía y Carlos Andrés Suárez, Profesor de la Universidad de Barcelona, España..

mitigación del cambio climático adoptadas recientemente en Colombia. Mediante métodos de contabilidad energética y cruzando las bases de datos del Operador del Sistema Eléctrico (XM), de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y del Departamento Nacional de Planeación (DNP), se cuantifica el efecto en la reducción de consumo de carbón termoeléctrico en las regiones mencionadas, su impacto como proporción de la producción regional, y la consecuente reducción en la causación de regalías por la explotación de este mineral. El principal objetivo de este ejercicio es presentar una cuantificación rigurosa de las potenciales implicaciones para la economía regional de la política energética, cuyos impactos cualitativos se suelen intuir, pero en pocas oportunidades se cuantifican de manera oportuna y precisa.

El proceso de transición energética que ha iniciado Colombia, impulsado por los compromisos internacionales en temas de cambio climático, supone una reconfiguración de la canasta eléctrica nacional, caracterizada por el ingreso de las denominadas fuentes no convencionales de energía (FNCE), que llevarán al desplazamiento paulatino de las energías producidas a partir de combustibles fósiles, hacia el uso de estas nuevas formas de generación. En este escenario, la consecuente reducción de la demanda interna de carbón térmico afectará particularmente a regiones tradicionalmente productoras de este mineral en el centro del país.

En el marco de los compromisos asumidos por Colombia en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero derivados del Acuerdo de París, ratificado mediante la Ley 1844 de 2017, [1] y más recientemente con la voluntad expresada por el Gobierno Nacional en la Cumbre de Acción Climática de la ONU en el sentido de que el país llegue a la carbono neutralidad en el año 2050, [2] se ha venido dando un fuerte impulso a la penetración de las fuentes de energía no convencionales en la matriz eléctrica nacional, proceso que tuvo un hito importante en el año 2019 con el despliegue de la segunda subasta de energías renovables, cuyos resultados prometen ampliar la capacidad instalada de este tipo de energías de 50 megavatios a más de 2.200 megavatios para el año 2022. [3]

Dicho impulso se ha dado con mayor intensidad en el año 2020, tanto con la convocatoria iniciada por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME para almacenamiento de energía eléctrica con baterías, en desarrollo de los lineamientos señalados por la Resolución CREG 098 de 2019 [4], como con los anuncios de una nueva subasta de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales planteada por el Gobierno Nacional a realizarse durante el año 2021, así como con el compromiso asumido por Colombia durante la Cumbre Mundial sobre el Clima en Reino Unido (diciembre de 2020) en donde se anunció como meta nacional reducir emisiones de gases de efecto invernadero en un 51% a 2030. [5]

En paralelo, el país apuesta también por el gas natural como combustible de transición, para lo cual se han venido desarrollando una serie de obras derivadas del Plan de Abastecimiento de Gas Natural definido por la UPME, cuyo eje principal lo constituye la nueva planta regasificadora del Pacífico que se espera entre en operación en el año 2024. [6]

En este contexto, y bajo la nueva realidad que plantea la crisis internacional ocasionada por la pandemia del Covid-19, que ha impactado las tendencias recientes de consumo de energéticos, es de esperarse que la participación de la termo-generación con carbón en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) disminuya progresivamente en los años siguientes. Es importante tener en cuenta que los compromisos internacionales que ha venido asumiendo el país en materia de reducción de

emisiones de Co₂ suponen la salida progresiva de las plantas de generación eléctrica con carbón antes del año 2050.

Bajo este posible escenario, es de esperarse que la disminución en la generación eléctrica a base de carbón impacte de manera significativa, en los próximos años, a las economías locales de los municipios carboníferos de los departamentos de Cundinamarca y Boyacá, desde donde se surten a 8 de las 14 plantas de generación carboeléctrica con que cuenta el país. Es importante anotar que dichas unidades de generación están localizadas en los mismos departamentos. Dada su lejanía a los puertos marítimos y dada la coyuntura de bajos precios internacionales, la producción de carbón térmico del centro del país es rentable solo si se destina al consumo interno. Otro aspecto importante a tener en cuenta es que la industria carbonífera de la región está compuesta por productores artesanales y de pequeña y mediana escala, [7] que generan múltiples encadenamientos productivos locales que benefician a población asentada en el territorio, bajo condiciones de alta vulnerabilidad económica y social².

En este trabajo se realiza una cuantificación rigurosa a nivel municipal, para las regiones de Boyacá y Cundinamarca, de los potenciales impactos que pueden tener tanto en el consumo como en las finanzas municipales, y los distintos escenarios de implementación de las políticas de reducción de emisiones del sistema de generación colombiano. Para esto, se precisan los cálculos históricos y proyecciones del carbón consumido mensualmente en cada central termoeléctrica según sus parámetros técnicos de eficiencia, utilizando nueva información relacionada con los reportes de municipios de origen del mineral efectuados por dichas centrales ante la UPME, así como de la calidad del carbón proveniente de cada zona carbonífera del país; así mismo se efectúa una estimación de las regalías directas que se espera perciban los municipios bajo el nuevo esquema de asignación establecido por la Ley 2056 de 2020. [8]

A nivel general, se espera que este documento contribuya a mejorar la comprensión por parte de los tomadores de decisiones y formuladores de política pública, sobre el rol que ha desempeñado el carbón en la matriz eléctrica internacional y nacional durante la última década, así como a dimensionar el impacto que está ocasionando la transición energética sobre los mercados de dicho mineral, y consecuentemente sobre los recursos captados por el Estado por concepto de regalías.

A nivel particular, el presente documento resulta de utilidad para los formuladores de política, al caracterizar la eficiencia del parque carboeléctrico del centro del país, revelar la importancia de su participación en el SIN, permite mejorar la precisión en la estimación del consumo histórico de carbón por parte de cada central térmica, y plantea posibles escenarios hipotéticos de consumo futuro del mineral, ante diversas opciones de continuidad del parque carboeléctrico localizado en Cundinamarca y Boyacá. Finalmente, se provee un análisis de las posibles implicaciones fiscales para los municipios productores de carbón en cada uno de los escenarios planteados.

Este trabajo se enmarca en la evaluación del impacto económico de la política minero energética colombiana, sobre lo cual previamente Calderón, Arguello y otros (DNP 2017) han utilizado modelos

² De acuerdo con el trabajo de campo realizado por Fedesarrollo en 2011, bajo condiciones muy similares a las actuales, la explotación de carbón en Cundinamarca es realizada con una mayor proporción de minería artesanal (57%), pequeña (32%) y mediana (9%), con un porcentaje de ilegalidad del 50%, empleando de manera directa a entre 16.000 y 18.000 personas. Para el caso de Boyacá se encontró que cerca del 48% corresponde a explotaciones artesanales, 38% pequeñas y 14% medianas, con un porcentaje de ilegalidad de entre el 70% y 80%, empleando de manera directa a entre 4.000 y 8.000 personas.

de equilibrio general para determinar las posibles consecuencias de las medidas sectoriales de reducción de emisiones en variables macroeconómicas del nivel nacional. El presente documento persigue un objetivo similar, pero procesando información de nivel regional y local, concentrándose en el análisis del impacto de la reconfiguración de la matriz eléctrica nacional en la demanda de carbón producido en el centro del país, y como consecuencia en las rentas directas percibidas por los municipios productores de los departamentos de Cundinamarca y Boyacá. [9]

Otros análisis similares efectuados por Reina y Cárdenas (Fedesarrollo 2008), Martínez (Fedesarrollo 2012) e Ibañez y Laverde (Uniandes 2014), se han enfocado en estudiar la contribución de la industria minera en el desarrollo económico del país y de los municipios con entornos mineros, cruzando para ello series de tiempo, con estadísticas sobre producción y características socioeconómicas de las regiones mineras. No obstante, este documento tiene un planteamiento metodológico distinto y un objetivo más focalizado regionalmente, puesto que utiliza técnicas de contabilidad energética, y el cruce de distintas fuentes de información para la estimación de los impactos sobre los municipios de los departamentos de Boyacá y Cundinamarca, haciendo énfasis en las implicaciones de escenarios futuros de producción regional de energía eléctrica en la demanda asociada de carbón, en las regalías a causar y, de manera complementaria, sobre la generación de gases de efecto invernadero.

Este documento resulta novedoso por ser pionero en varios aspectos: i) en la aproximación de los impactos de la transición energética en el consumo de carbón para generación eléctrica, bajando el análisis a un nivel departamental y municipal utilizando métodos de contabilidad energética; ii) al proponer y aplicar una metodología para precisar el cálculo del carbón consumido para generación eléctrica en Colombia, cruzando por primera vez información reportada por las empresas generadoras de energía sobre los municipios de procedencia del carbón consumido por cada una, junto con las caracterizaciones de calidad de las zonas carboníferas de origen del mineral efectuadas por el Servicio Geológico Colombiano - SGC (antes INGEOMINAS), y la información sobre eficiencia de cada central térmica, y iii) proponer escenarios y analizar el impacto en las regalías derivadas del carbón ante posibles alternativas de cierre progresivo de centrales carboeléctricas en el país, aplicando el nuevo régimen de distribución de regalías vigente para Colombia a partir del año 2021.

Además de la introducción, este documento está compuesto por cuatro capítulos. El primer capítulo hace una contextualización nacional e internacional sobre el consumo y producción de carbón. Inicialmente, presenta las cifras y tendencias globales relacionadas con el consumo de carbón, particularmente el utilizado para generación eléctrica; también presenta un panorama nacional sobre la producción de carbón y su importancia para el país en términos de ingresos por regalías, y la distribución de las mismas; el capítulo finaliza con una contextualización de la generación térmica a carbón en Colombia, presentando las cifras de generación termoeléctrica nacional y la participación de la generación a carbón, así como las características tecnológicas de las centrales existentes.

El segundo capítulo presenta la metodología de contabilidad energética planteada en este trabajo y su aplicación sobre las bases de datos utilizadas. El inicio de dicho capítulo aborda los cálculos de consumo de carbón para generación eléctrica con destino al SIN, utilizando para esto la información de las características técnicas de cada central térmica, nueva información procesada sobre origen del carbón consumido por las mismas e incorporando datos sobre calidades del carbón por zona de origen; el capítulo finaliza con el planteamiento de tres escenarios de consumo futuro de carbón para generación eléctrica en el centro del país.

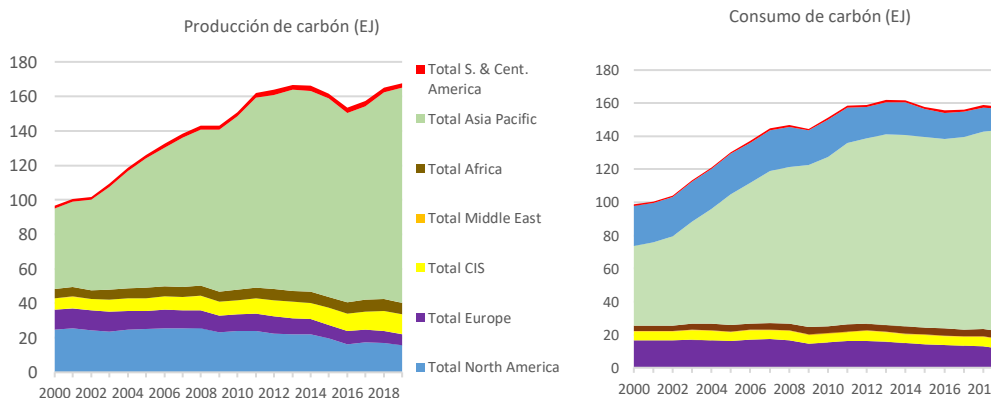
En el tercer capítulo se analiza el impacto fiscal para los municipios productores de Cundinamarca y Boyacá de los cambios en la demanda de carbón para generación eléctrica con destino al SIN, por lo que aborda aspectos generales de la producción del mineral, presenta los cálculos de asignaciones de regalías por municipio y su peso en los ingresos corrientes y totales percibidos por las alcaldías municipales. Posteriormente, se presenta un análisis de las proyecciones del valor de las ventas brutas del carbón proveniente de los municipios del centro del país, así como los resultados de los cálculos de regalías proyectadas a 2030 bajo cada escenario planteado en el apartado anterior, así como de las asignaciones directas que percibiría cada municipio productor. En el cuarto y último capítulo, se presentan las conclusiones y recomendaciones que se pueden extraer de los resultados de este estudio.

1. Contextualización sobre producción de carbón y generación eléctrica

1.1 Contexto internacional del carbón como fuente energética global

Las estadísticas energéticas globales para lo corrido del siglo XXI muestran un crecimiento sostenido en la explotación del carbón, pasando de producir en el año 2000 cerca de 4.707,8 millones de toneladas (equivalentes a 96,5 Exajulios - EJ) a 8.129,4 millones de toneladas (167,6 EJ) para el año 2019, crecimiento cercano al 72,7% para el período, cifras que resultan muy similares desde el punto de vista del consumo, pues el mundo pasó de consumir cerca de 4.786,9 millones de toneladas (98,7 EJ) en el año 2000 a consumir aproximadamente 7.656,2 millones de toneladas de carbón (157,9 EJ) en el año 2019. [10]

Figura 1. Producción y consumo de carbón por región – Exajulios (EJ)

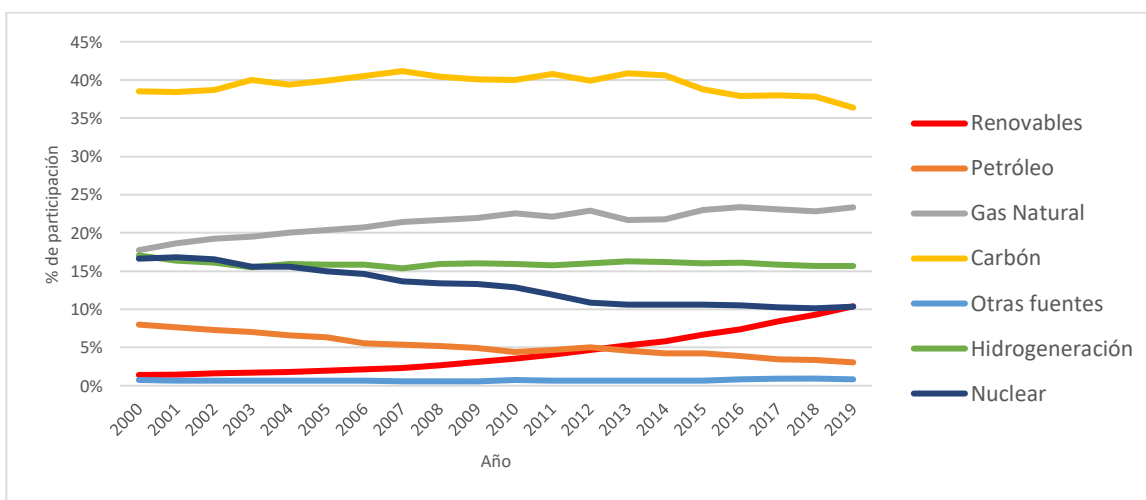


Fuente: Elaborado a partir de datos BP 2020

No obstante lo anterior, un análisis por regiones del planeta permite concluir que dicho crecimiento ha estado jalonado desde la región asiática, que en el año 2019 produjo el 72,7% y consumió el 77,42% del total del carbón a nivel global. Para el resto de las regiones, las cifras de producción y consumo del mineral muestran una evolución opuesta a la registrada en Asia, pues su producción fue cercana a los 2.517 millones de toneladas (49,75 EJ) en el año 2000 y pasó a 2.217 millones de toneladas (42,86 EJ) en el año 2019, acumulando una reducción en la producción del 11,92% para el periodo. El consumo de carbón en las mismas regiones presentó un comportamiento similar, pasando de 2.473 millones de toneladas (50,60 EJ) en el año 2000 a 1.728 millones de toneladas (35,64 EJ) en el año 2019, alcanzando una reducción del 30,13% para el mismo periodo.

El carbón continúa siendo la fuente principal para la producción eléctrica global, aunque para el año 2019 su participación disminuyó por sexto año consecutivo, cayendo en 1,5% y llegando a representar el 36,4%, el nivel más bajo reportado durante el presente siglo, siendo desplazado por el gas natural y las energías renovables que lograron niveles récord del 23,3% y 10,4% respectivamente. En este último aspecto, se destaca la penetración de las energías renovables en Europa, representando para el mismo año el 20,9% de la generación total, así como en Centro y Suramérica, con el 13,9%.

Figura 2. Participación por tipo de combustibles en la generación eléctrica mundial (%)



Fuente: Elaborado a partir de datos BP 2020

Los analistas internacionales (como BP, IEA) [11] [12] coinciden en que las perspectivas globales de uso futuro del carbón en el mediano y largo plazo, están estrechamente ligadas al cumplimiento de los compromisos internacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero pactadas por los países firmantes del Acuerdo de París, y de manera coyuntural con los rezagos que para la economía del planeta pueda ocasionar la pandemia del Covid-19.

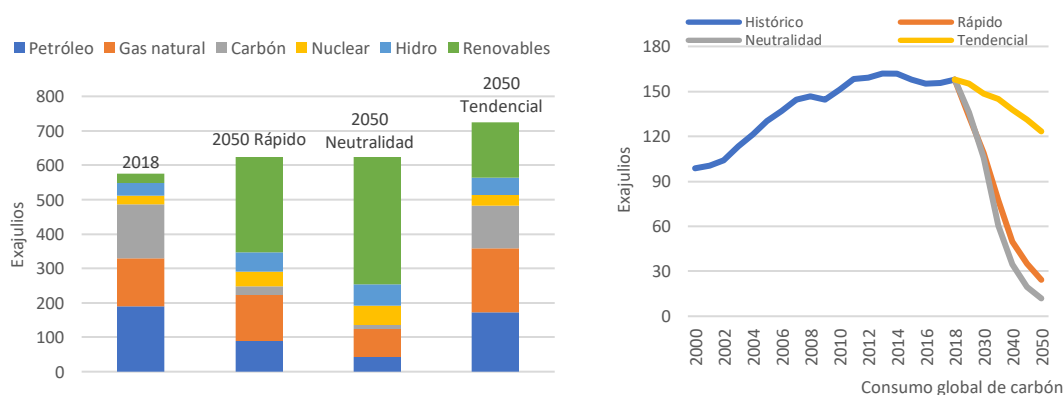
Para lograr sus compromisos nacionales de reducción de emisiones, y alcanzar las emisiones netas cero en el año 2050, varios países han optado por desincentivar el uso del carbón especialmente en la generación eléctrica, como es el caso de Reino Unido que en el año 2020 apagó de manera permanente un tercio de su capacidad de generación a carbón; también el caso de España que puso en marcha un programa de cierre progresivo de aquellas termoeléctricas que no hayan realizado inversiones necesarias para cumplir con los límites de emisiones atmosféricas, cerrando en el 2020 a siete de las quince plantas con que contaba; [13] adicionalmente, se destaca el caso de Alemania, que a pesar de inaugurar una nueva central carboeléctrica en el año 2020, anunció su objetivo de dejar de depender del carbón para el año 2038.

En Suramérica, resalta el caso de Chile en donde las carboneras representan el 19% de su capacidad instalada de generación eléctrica y cuya Cámara de Diputados, atendiendo a consideraciones fundamentalmente ambientales, recientemente aprobó una ley que prohíbe la instalación de nuevas centrales termoeléctricas a carbón a partir del año 2025, estableciendo además un programa de cierre progresivo de las existentes, el cual debe ejecutarse entre los años 2025 y 2040. [14]

De otro lado, la Agencia Internacional de Energía (IEA) en su informe de perspectivas mundiales 2020 señala que: “la pandemia de Covid-19 ha causado más trastornos en el sector energético que cualquier otro evento en la historia reciente, dejando impactos que se sentirán en los próximos años.” [12] Aunque no existe claridad aún sobre hasta cuando se extenderán los estragos de la pandemia, cálculos recientes de la IEA señalan que para el año 2020 la demanda mundial de energía se redujo en cerca del 5%, las emisiones relacionadas con la energía disminuyeron en 7%, la inversión en energía bajó en 18% y las demandas de carbón y gas natural cayeron en cifras cercanas al 7% y 3% respectivamente. Lo anterior contrasta con un ligero aumento de la contribución de los renovables [15].

A pesar de que se prevé que la demanda global de electricidad crezca en promedio a un ritmo del 2% anual hasta el año 2050, una vez superada la pandemia del Covid-19, las proyecciones de los expertos internacionales sobre el futuro del carbón al mismo año coinciden en que, con relación al año base 2019, el consumo del mineral tendría una caída sustancial que iría desde un 22% en un escenario tendencial, a un 84,8% en un escenario de transición energética rápida e incluso llegando a reducirse hasta en un 92,4% bajo un escenario de carbono neutralidad. [11]

Figura 3. Proyecciones de consumo de energía primaria por recurso y de consumo global de carbón



Fuente: Elaborado a partir de datos BP Energy Outlook 2020. [11]

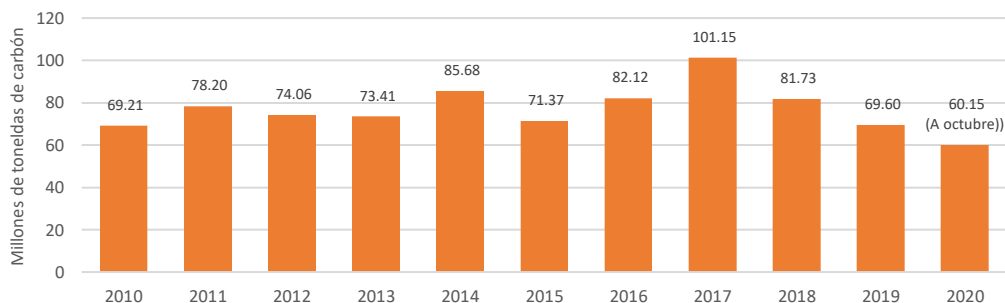
Las reducciones proyectadas en la demanda del mineral se explican tanto por la descarbonización prevista para la matriz eléctrica mundial, como por la esperada sustitución tecnológica de combustibles en la industria, particularmente en la región asiática que se prevé intensifique el uso de sistemas basados en energía eléctrica y mezclas de combustibles con menos carbono, coincidiendo además con caídas significativas en la producción del carbón de origen chino.

1.2 Contexto nacional de la producción de carbón

Con cerca de 87,85 millones de toneladas extraídas anualmente en promedio durante los últimos cinco años (SIMCO 2020), y reservas probadas cercanas a los 4,554 millones de toneladas equivalentes al 0,4% del total global, Colombia es considerado el segundo país con mayor potencial para la explotación de carbón en Latinoamérica (después de Brasil), y el décimo séptimo a nivel mundial. En cuanto a comercio internacional, Colombia ocupa el sexto puesto a nivel global en exportación de carbón térmico. Las exportaciones colombianas de este mineral estuvieron

alrededor de los 78,6 millones de toneladas en promedio en la última década, hasta antes del 2020, alcanzando su punto mas alto en 2017, con cerca de 101,2 millones de toneladas de carbón exportadas.

Figura 4. Exportaciones colombianas de carbón térmico 2010 – 2020p (millones de toneladas/año)

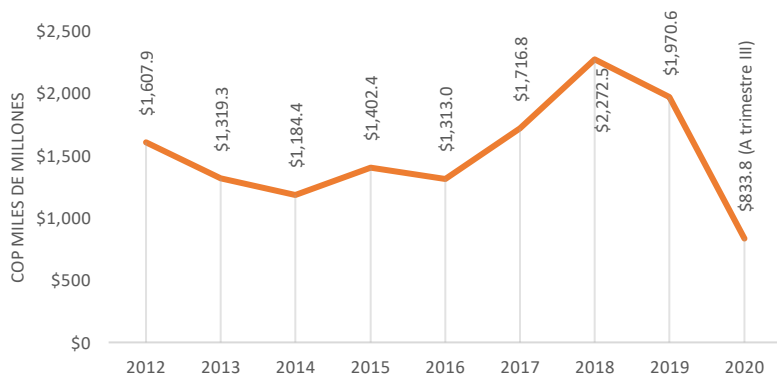


Fuente: UPME, SIMCO 2021. Corte octubre de 2020. [10]

La minería de carbón representa una de las actividades económicas de mayor aporte a la economía nacional (entre el 1.5% y el 2% del PIB). Así mismo, es una actividad con fuerte tradición y arraigo cultural, en especial al norte de Colombia en los departamentos de Cesar y la Guajira, desde donde se produce con destino a exportación cerca del 93% del total del carbón nacional, fundamentalmente de uso térmico, y al interior del país, donde se destaca la producción que registran los departamentos de Boyacá, Cundinamarca y Norte de Santander, regiones que producen cerca del 6% del total nacional, repartido entre carbón de uso siderúrgico y térmico, la mayor parte para consumo interno, en especial para generación eléctrica con destino al Sistema Interconectado Nacional – SIN.

En Colombia, la explotación de Carbón está sujeta al pago de una regalía como porcentaje del valor de la producción en boca de mina, porcentaje que se ha establecido en el 10% para explotaciones mayores a 3 millones de toneladas anuales y en 5% para explotaciones menores. [16]

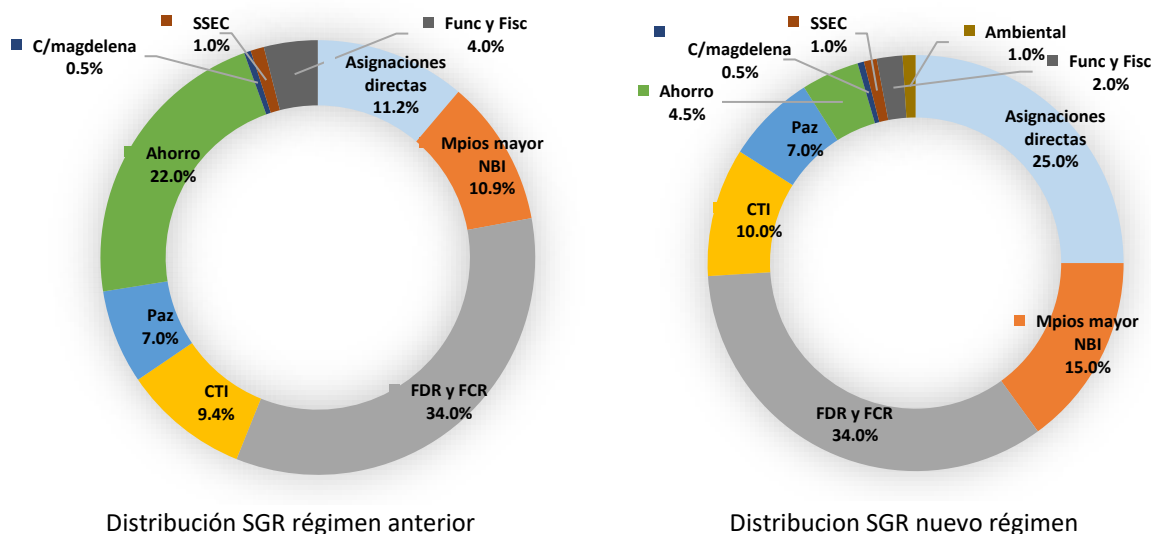
Figura 5. Histórico de regalías generadas por la explotación de carbón en Colombia 2012-2020p (COP miles de millones)



Fuente: SIMCO – UPME 2021

En la figura 5 se presenta la evolución de las regalías por explotación de carbón en Colombia. Durante el periodo 2017 a 2019, Colombia recaudó cerca de \$5,96 billones de pesos (USD \$2 mil millones) por concepto de regalías derivadas del carbón, los cuales ingresaron a las arcas del Gobierno Nacional, y fueron distribuidas de conformidad con los porcentajes previstos por la Ley 1530 de 2012, que reguló el Sistema General de Regalías (SGR) hasta el 31 de diciembre de 2020.

Figura 6. Comparativo distribución presupuesto general de regalías, régimen anterior versus nuevo régimen

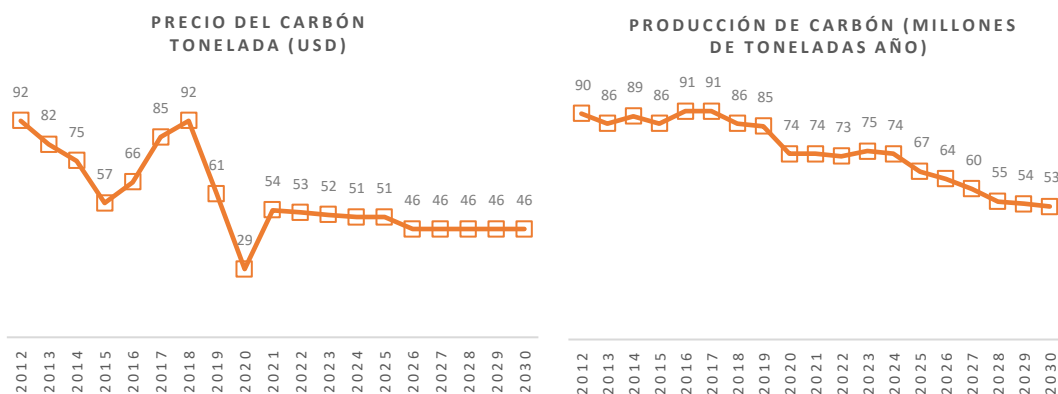


Fuente: Minhacienda 2021 [17]

A partir del 1 de enero de 2021, entró en vigor la reforma al SGR introducida por el Acto Legislativo 05 de 2019 (desarrollado por la Ley 2056 de 2020), mediante el cual se establece una nueva distribución de los recursos provenientes de las regalías por explotación de recursos naturales no renovables, como es el caso del carbón. La figura 6 ilustra la distribución de las regalías de acuerdo con los regímenes anterior y posterior a la ley 2056 de 2020. Con la reforma introducida se incrementan las asignaciones directas, que pasan de un 13% a un 25% para los municipios y departamentos productores, así como para aquellos por donde se transportan dichos recursos; en el mismo sentido se reorganiza y simplifica la forma de operación de los recursos destinados a inversión regional (34% del presupuesto) y a las regiones pobres (15% del presupuesto), otorgando mayor poder de decisión sobre dicha inversión a alcaldes y gobernadores.

Aunque las reformas introducidas al SGR fueron motivadas por la creciente conflictividad social que se percibe en las regiones productoras de minerales e hidrocarburos, el aumento de la participación prevista, y por consiguiente las nuevas inversiones, llegan en un momento crucial para dinamizar las economías locales duramente afectadas por la pandemia del Covid-19, y para atenuar en parte los impactos futuros en las economías locales ante las esperadas reducciones en la producción de carbón.

Figura 7. Proyecciones de precios internacionales y producción nacional de carbón



Fuente: Minhacienda a partir de ANM 2021 [17]

La figura 7 presenta las proyecciones de precios y producción de carbón utilizadas por el gobierno colombiano, para planear los recursos del SGR para el periodo 2021 a 2030. Como se puede apreciar, la pandemia del Covid-19 y sus fuertes efectos en la economía mundial durante el año 2020 ha constituido un hito en extremo negativo para los precios internacionales del carbón, llegando a mínimos históricos, luego de cuyo rebote se espera en todo caso que continúe una tendencia negativa, que tenderá a estabilizarse en los USD \$46 por tonelada hacia el año 2026.

Con la caída de los precios internacionales se espera que acentúe la tendencia negativa en la producción nacional de carbón, la cual se prevé que disminuya desde los 74 millones de toneladas en el 2020, hasta los 53 millones de toneladas en el año 2030.

El panorama descrito de precios y producción, ineludiblemente se traducirá en una significativa reducción en las regalías esperadas en el país por la producción de carbón, las cuales podrían caer hasta una cifra cercana a los USD \$244 millones para el año 2030, que frente a los cerca de USD \$769 millones percibidos en el año 2018, representarían una caída cercana al 68,3%.

La coyuntura negativa por la que atraviesa la industria del carbón ha motivado la discusión de la política pública colombiana sobre el uso de este mineral [18]. En este sentido, conscientes de las crecientes restricciones en el consumo internacional de carbón, especialmente en Europa, el Gobierno Nacional fijó dentro de sus estrategias el fortalecimiento de la competitividad de la industria, la optimización de la logística, y el impulso al aprovechamiento en el corto y mediano plazo del potencial carbonífero para así anticipar la caída de la demanda internacional. [19]

En tal sentido, el gobierno ha venido impulsando la iniciativa denominada “Carbón neutro y transición económica” como un mecanismo de producción de carbón con un porcentaje de emisiones compensadas de los gases de efecto invernadero que causarían su combustión, de tal forma que permita transar el mineral a un mayor precio en los mercados internacionales, y que también sirva como mecanismo para diversificar las capacidades productivas y fuentes de ingreso en regiones exportadoras. [20]

Dentro de las apuestas del gobierno colombiano para afrontar la crisis de los mercados del carbón también está la diversificación de la canasta minera, apuntando hacia los minerales metálicos como

el oro y el cobre, así como a la formalización de pequeños mineros, buscando que estos últimos cuenten con mejores condiciones laborales y acceso a los programas de apoyo gubernamental [21].

En lo referente al consumo doméstico de energía, la política del país ha estado alineada con las tendencias internacionales de descarbonización de la economía, por lo que la diversificación de la canasta energética se ha convertido en una de las prioridades del actual gobierno. No obstante, el gobierno colombiano es consciente de que la sustitución de los combustibles fósiles traerá repercusiones a la economía nacional, en términos de empleo, acceso a recursos y calidad de vida de los habitantes de las regiones productoras, por lo que la planeación energética debe contemplar tales impactos en sus análisis, e involucrar a los actores que puedan resultar afectados en el proceso. [22]

En este apartado se ha presentado un contexto del panorama internacional y nacional que enmarca la evolución del mercado del carbón y sus respectivas proyecciones. En los apartados siguientes, se abordará a profundidad el impacto de la transición energética en el consumo nacional de carbón con destino a la generación eléctrica para el sistema interconectado, así como las posibles implicaciones fiscales para las regiones productoras del centro del país.

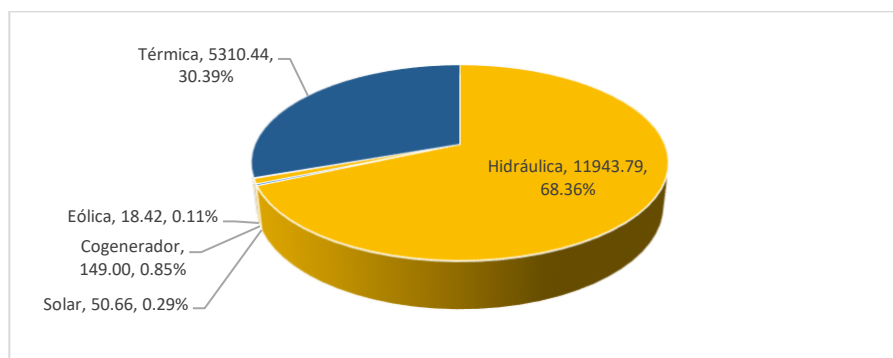
1.3 Contexto sobre generación termoeléctrica en Colombia

Esta sección tiene por objeto contextualizar el consumo de carbón utilizado en la generación termoeléctrica con destino al Sistema Interconectado Nacional (SIN), para lo cual se analiza la capacidad instalada del sistema, la evolución de la generación térmica en la última década, y la caracterización técnica del parque carboeléctrico.

1.3.1 Participación de la generación térmica en el SIN

Para diciembre de 2020, la matriz eléctrica colombiana tenía una capacidad efectiva neta de generación de 17.472 MWh, siendo la energía hidráulica la de mayor participación con el 68,36%, mientras que la proveniente de fuentes térmicas participaba con el 30,39%; por su parte las energías eólicas, solar y la cogeneración sumaban cerca 1,25%. [23]

Figura 8. Capacidad efectiva por tipo de generación (MWh) a diciembre de 2020

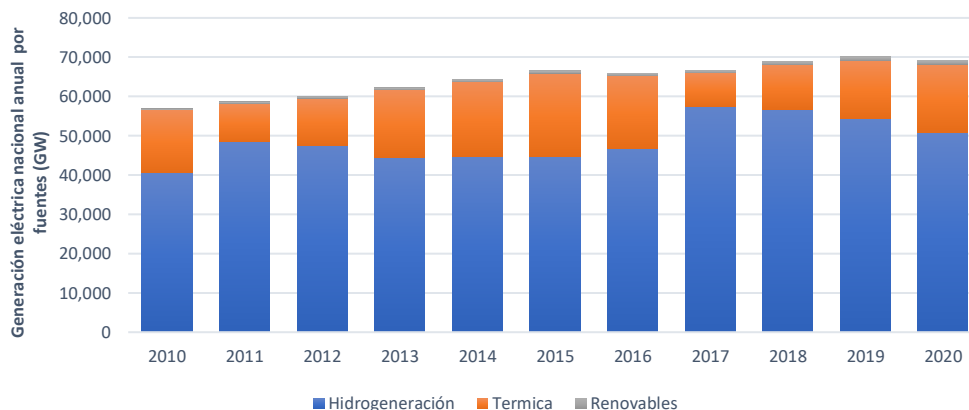


Fuente XM (2021)

La producción de energía eléctrica con destino al SIN en Colombia durante el año 2020 llegó a 69.261 GWh [24], de los cuales cerca del 25% correspondió a generación térmica a partir de gas,

combustibles líquidos y carbón. La termoelectricidad en el país ha sido concebida primordialmente como respaldo para la generación hidroeléctrica, por lo que su participación en la producción real ha variado en función de las condiciones climáticas del territorio nacional, caracterizado por tener un régimen bimodal de lluvias, que origina un comportamiento cíclico en el nivel de los embalses, determinando a su vez una evolución estacional de la participación de la termo generación.

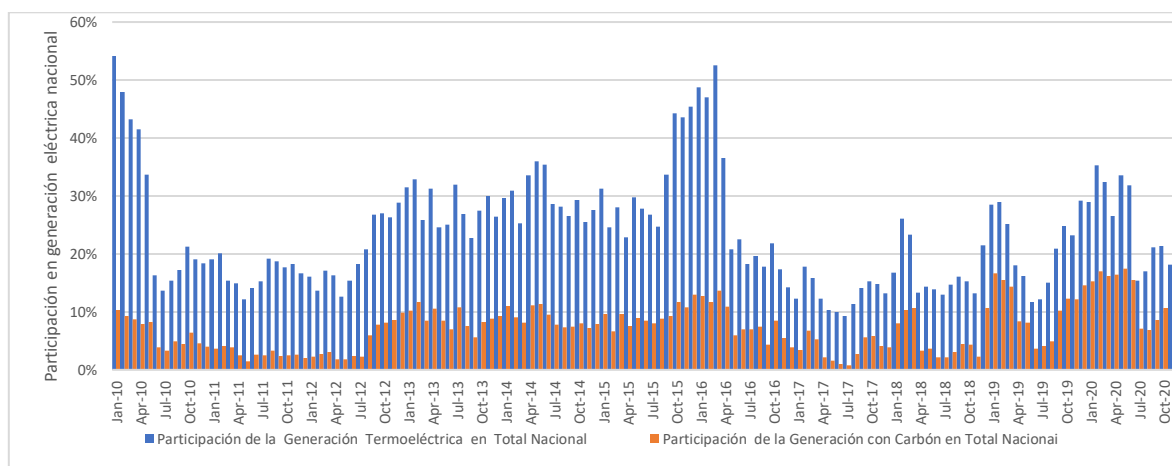
Figura 9. Evolución de la generación eléctrica nacional por fuente (GW)



Fuente: Cálculos del autor a partir de datos XM

El análisis de los datos de producción eléctrica mensual por tipo de fuente durante el periodo 2010 a 2020, permite confirmar la variabilidad de la participación de la termo- generación, la cual se ubica en un rango que oscila entre el 9,3% (julio de 2017) y el 54,2% (enero de 2010), con un promedio de 23,5%. [25] Para el año 2020, dicha participación alcanzó el 25% del total de la generación eléctrica nacional. Los picos más significativos por periodos coinciden con los meses en que se ha registrado el Fenómeno del Niño en el país, como son el periodo enero a mayo de 2010, donde la termoelectricidad aportó en promedio el 44% de la producción de energía eléctrica nacional (2.050,7 GW mes) y el periodo octubre de 2015 a abril de 2016, participando en promedio con el 45% (2.513,4 GW mes). [25]

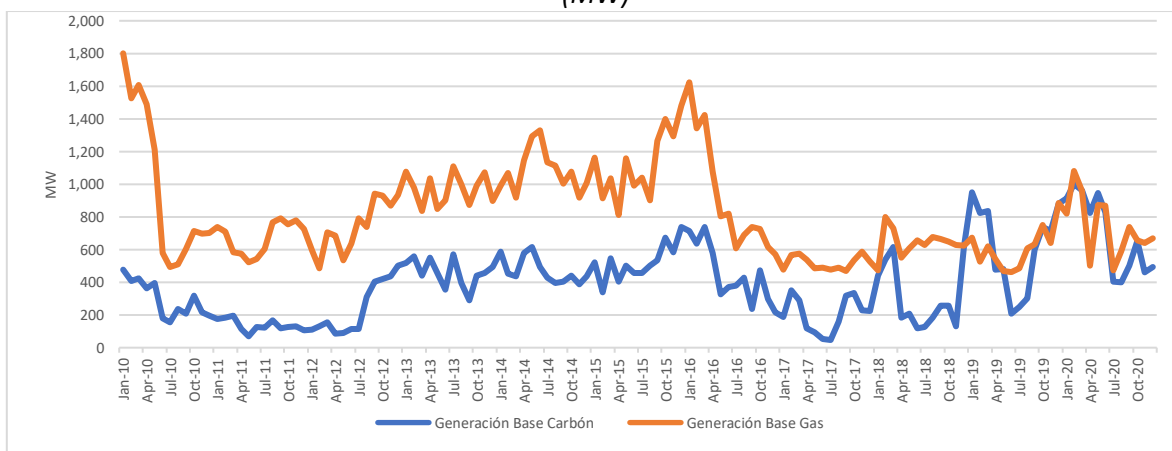
Figura 10. Participación de la generación termoeléctrica en el SIN periodo 2010 – 2020 (%)



Fuente: XM 2021

Los datos de producción de energía eléctrica termoeléctrica en Colombia muestran durante los últimos años una leve sustitución de la generación de gas por la producción con carbón, lo cual se explica en parte por la entrada en operación de nuevas plantas de generación con carbón en el norte del país, que entre los años 2015 y 2018, ampliaron la capacidad del sistema en más de 600 MWh; se destaca el repunte de la participación de la generación a base de carbón en el periodo comprendido entre diciembre de 2018 a diciembre de 2020, lapso en el cual la generación con carbón representó el 47.5% en la generación térmica nacional, llegando incluso a superar la generación con gas durante ocho meses comprendidos en dicho periodo, con picos significativos en los meses de enero de 2019 y abril de 2020, donde la generación con carbón representó el 58.3% y el 62.1% respectivamente. Esta situación también pudo haber sido reforzada por el aumento en los precios del gas natural a nivel nacional, en contraste con el decremento en los precios del carbón térmico.

Figura 11. Evolución mensual de la generación termoeléctrica – carbón y gas, periodo 2010 - 2020 (MW)



Fuente: XM -UPME (BECO)

Es de anotar que el país ha mantenido a la generación térmica como un pilar fundamental para asegurar la prestación del servicio de energía eléctrica, dado su flexibilidad en cuanto a confiabilidad, principalmente durante épocas de baja disponibilidad de recurso hídrico, y como respaldo ante la variabilidad de las fuentes no convencionales. Es así como con la subasta de cargo por confiabilidad y contratos de largo plazo efectuada en el año 2019, se generaron compromisos de entrega de electricidad al sistema a partir de 13 proyectos que suman cerca de 1.000 MWh de capacidad instalada a partir de gas natural y GLP, confirmando a estos últimos como los combustibles de la transición energética. [26]

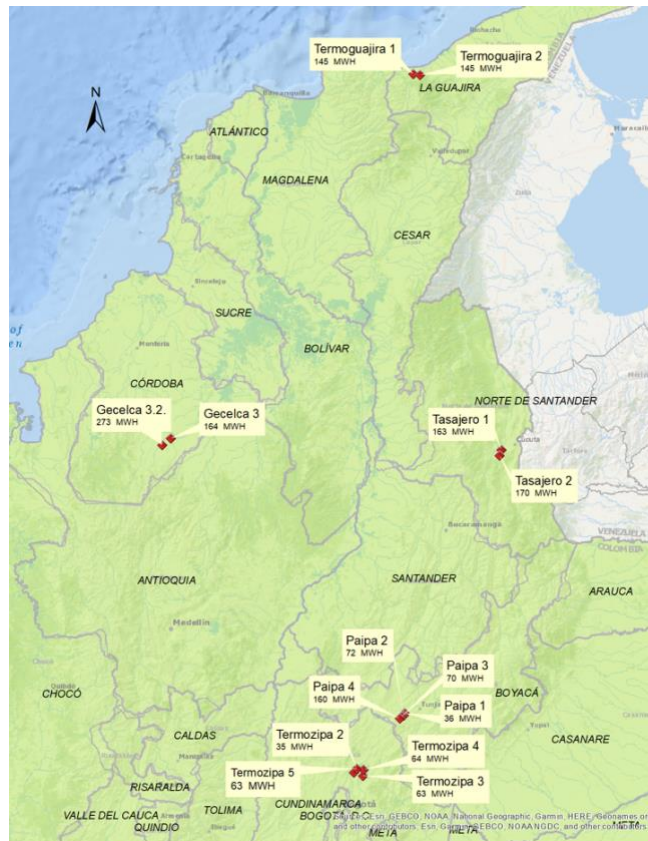
No obstante lo anterior, el mensaje de descarbonización de la economía y la prioridad al desarrollo de las fuentes no convencionales de energía que ha dado el Gobierno Nacional, [22] han terminado por desincentivar el desarrollo de nuevos proyectos de generación termoeléctrica a base de carbón, a pesar de la importancia de este combustible para la confiabilidad del SIN, tal como se deduce del contenido de la siguiente sección [27].

1.3.2 Características del parque carboeléctrico colombiano

Un análisis más detallado de la participación del carbón en la canasta eléctrica colombiana, muestra que para el año 2020 el Sistema Interconectado Nacional (SIN) contaba con 14 plantas de generación termoeléctrica a base de este mineral, con una capacidad instalada de 1.623 MWh que representan el 9,29% de la capacidad de generación eléctrica nacional. [28]

Dichas plantas se ubican en zonas con alto potencial carbonífero hacia el norte del país en los departamentos de Córdoba, Guajira y Norte de Santander y hacia el centro, en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá.

Figura 12. Ubicación de las centrales de generación termoeléctrica a carbón



Fuente: UPME 2020

Con excepción de la planta de Paipa IV, que inició operaciones en el año 1999 y más recientemente las plantas de Gecelca y Termotasajero que iniciaron operación entre el 2015 y 2018, el resto del parque térmico a carbón en Colombia tiene un promedio de operación de 42 años, resultando obsoleto frente a las tecnologías vigentes actualmente por sus características de capacidad de generación y niveles de eficiencia térmica.

Tabla 1. Plantas de generación termoeléctrica a base de carbón en operación

Propietario	Ubicación	Unidad/ Inicio Operaciones	Capacidad MWh	Tecnología
Gecelca S.A.	Córdoba, municipio de Puerto Libertador	Gecelca 3; 2015	164	Lecho Fluidizado
		Gecelca 3.2, 2018	273	Lecho Fluidizado
	Guajira, municipio de Dibulla	Termoguajira 1; 1983	145	Carbón Pulverizado + Gas Natural
		Termoguajira 2; 1987	145	Carbón Pulverizado + Gas Natural
Gensa S.A.	Boyacá, municipio de Paipa	Paipa 1; 1963	36	Carbón Pulverizado
		Paipa 2; 1975	72	Carbón Pulverizado
		Paipa 3; 1989	70	Carbón Pulverizado
CE Sochagota	Boyacá, Paipa	Paipa 4; 1999	160	Carbón Pulverizado
Termotasajero S.A.	Norte de Santander, San Cayetano	Tasajero 1; 1985	163	Carbón Pulverizado
		Tasajero 2; 2015	170	Carbón Pulverizado
Emgesa S.A.	Cundinamarca, municipio de Tocancipá	Termozipa 2; 1964	35	Carbón Pulverizado
		Termozipa 3; 1972	63	Carbón Pulverizado
		Termozipa 4; 1979	64	Carbón Pulverizado
		Termozipa 5; 1981	63	Carbón Pulverizado

Fuente: PARATEC XM; UPME 2020

En cuanto a la tecnología empleada, predomina la Combustión de Carbón Pulverizado, mediante calderas de baja presión catalogadas como subcríticas, cuya eficiencia térmica promedio es cercana al 30,3% [29]³; se exceptúan las centrales Gecelca 3 y Gecelca 3.2 que operan con niveles de eficiencia del 37% bajo la tecnología de Lecho Fluidizado Circulante, la cual resulta más apropiada para las características del carbón sub-bituminoso con bajo poder calorífico que utilizan como combustible y que proviene del departamento de Córdoba. [30]

2. Cálculo del consumo histórico de carbón para generación eléctrica en Colombia y planteamiento de escenarios con estimaciones de consumo futuro

Este capítulo presenta la metodología de contabilidad energética propuesta en este trabajo y los resultados de los cálculos de consumo de carbón de cada una de las centrales de generación eléctrica del centro del país. Así mismo, se presentan los escenarios de participación futura del carbón en la generación eléctrica nacional, como insumo para el siguiente capítulo en el que se analiza el posible impacto fiscal de la recomposición de la matriz eléctrica en los municipios productores de carbón del centro del país.

2.1 Consumo histórico de carbón para generación eléctrica con destino al SIN.

Con el propósito de determinar la demanda de carbón por parte de las centrales de generación termoeléctrica del país, se procesaron y analizaron los reportes mensuales de producción energética consolidados por XM como Operador del SIN, correspondientes al periodo enero de 2010 a diciembre de 2020. Se encontró que durante dicho periodo las centrales térmicas a base de carbón

³ A mayor presión y temperatura a la que opera una central térmica mayor es su eficiencia y menores sus emisiones de CO₂. Las centrales Subcríticas alcanzan promedio un nivel de eficiencia cercano al 33%, mientras que las denominadas Supercríticas llegan en promedio al 40% y las Ultra - supercríticas logran tasas de eficiencia de hasta el 47.5%.

generaron 52.391,62 GW de energía eléctrica con destino al SIN (promedio de 396,91 GW /mes), y que para el mismo periodo la generación eléctrica con carbón ha representado el 31,6% de la generación térmica y cerca del 7,42% del total nacional. Para el año 2020, el carbón elevó su participación al 48,5% de la generación térmica y al 12,1% de la generación total nacional.

Contando con la información de generación eléctrica de cada planta, se procedió a efectuar el cálculo del consumo de carbón de las centrales termoeléctricas efectuando el procedimiento que se describe a continuación.

Un primer paso consistió en construir una serie histórica con datos de consumo térmico para cada una de las plantas que utilizan carbón, para generar energía eléctrica con destino al SIN. Para esto, se consultaron los parámetros de consumo térmico específicos de cada central térmica disponibles en XM, [23] los cuales establecen la energía requerida para generar una unidad de electricidad, expresada en MBTU/MW. Luego se procedió a calcular el consumo térmico histórico (MBTU) para cada planta, que corresponde al producto de multiplicar la energía eléctrica generada periódicamente en cada central (MW) por el parámetro de consumo térmico específico, tal como se ilustra a continuación.

Tabla 2. Procedimiento empleado para calcular el consumo de carbón en la generación eléctrica

Pasos	Formulación matemática	Descripción de variables y procedimiento
Paso 1, cálculo del consumo térmico	$CT_{ij} = FC_i \times E_{ij}$	Donde CT_{ij} representa el consumo térmico de la planta i en el periodo j (expresado en MBTU); FC_i es el factor de conversión de calor en electricidad de la planta i (expresado en MBTU/MW); E_{ij} representa la energía eléctrica generada por la planta i en el periodo j (expresado en MW). La información utilizada para los cálculos proviene de los reportes del operador del SIN.
Paso 2, cálculo del consumo de carbón	$CARBON_{ij} = CT_{ij} \times PC_i$	Donde $CARBON_{ij}$ representa el consumo de carbón térmico de la planta i durante el periodo j (expresado en Toneladas); PC_i corresponde al promedio del poder calorífico del carbón térmico utilizado en la planta i (expresado en Toneladas/MW) y ponderado según cantidades y poder calorífico característico de la zona carbonífera de procedencia. [31] Dicho promedio se estimó a partir del procesamiento de los reportes de origen del carbón consumido, efectuados por cada generador ante la UPME.

Fuente: Adaptado de BECO – UPME, 2020

Un segundo paso consistió en convertir la serie de tiempo de consumo térmico (Mbtu) a cantidades de carbón consumido (toneladas), aspecto necesario para determinar posteriormente la participación de cada central térmica en el mercado nacional del carbón. Para efectuar este cálculo, tal como se ilustra en la tabla anterior, se emplean factores de conversión asociados al poder calorífico del carbón utilizado para cada una de las centrales térmicas considerando la zona carbonífera de origen del mineral. Esto permite una mayor precisión en las estimaciones del mineral consumido en comparación con los cálculos realizados tradicionalmente en el Balance Energético Colombiano - BECO, los cuales utilizan un factor de conversión único a nivel nacional. Este aspecto resulta relevante considerando las diferencias significativas en las calidades del carbón usado para

generación eléctrica por Gecelca en el norte del país, versus el usado por GENSA, CES y EMGESA en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá.

Teniendo en cuenta lo anterior, se acudió al análisis de los reportes de información efectuados por las empresas de generación termoeléctrica ante la UPME, a partir de lo cual fue posible estimar la distribución porcentual del origen municipal del carbón utilizado en cada planta.⁴

Dicha información de origen del carbón fue contrastada con la zonificación de calidades de este mineral efectuada por el INGEOMINAS, hoy Servicio Geológico Colombiano (SGC), [31] específicamente los cálculos de poder calorífico según zona carbonífera, a partir de lo cual se determinó un promedio ponderado del poder calorífico del carbón utilizado en cada una de las centrales térmicas.

La siguiente tabla muestra los parámetros de consumo térmico y eficiencia propios de cada central, así como el poder calorífico representativo del carbón utilizado para generación eléctrica.

Tabla 3. Parámetros técnicos del parque carboeléctrico colombiano

Central térmica	Consumo térmico MBTU/MW	Eficiencia térmica %	Poder calorífico carbón (BTU/Lb)
Gecelca 3	9,12	37,4%	10.445
Gecelca 3.2	9,50	35,9%	10.445
Termoguajira 1	9,80	34,8%	12.139
Termoguajira 2	10,20	33,5%	12.139
Paipa 1	14,98	22,8%	12.445
Paipa 2	10,79	31,6%	12.445
Paipa 3	12,27	27,8%	12.445
Paipa 4	8,89	38,4%	12.525
Tasajero 1	9,13	37,4%	12.900
Tasajero 2	9,72	35,1%	12.900
Termozipa 2	14,62	23,3%	12.370
Termozipa 3	12,82	26,6%	12.370
Termozipa 4	13,65	25,0%	12.370
Termozipa 5	12,32	27,7%	12.370

Fuente: XM y cálculos del autor a partir de información de SGC y UPME, 2020

A partir de los parámetros señalados en la tabla anterior, y utilizando la información desagregada disponible sobre generación efectiva mensual registrada por el operador del SIN para el periodo enero de 2010 a septiembre de 2020, se procedió a estimar el consumo de carbón de cada una de las centrales de generación termoeléctrica siguiendo el procedimiento descrito anteriormente. La siguiente tabla muestra la información sobre generación eléctrica y los resultados de los cálculos de consumo térmico y de consumo de carbón, así como las emisiones equivalentes de CO₂

⁴ Se encontraron reportes de información común de las plantas termoeléctricas sobre origen del carbón para el periodo octubre de 2019 a marzo de 2020, a partir de lo cual se estimó una distribución porcentual extrapolable a otros periodos.

correspondientes al año 2019; en la *Figura 13* se ilustra el consumo estimado de carbón para todo el periodo.

Tabla 4. Cálculos de consumo de carbón para generación eléctrica SIN - año 2019

Central térmica	Generación efectiva año 2019 (MW)	Consumo térmico Mbtu/MW	Equivalente consumo de carbón (Ton/año)	Emisiones CO ₂ eq (Ton/año)
Gecelca 3	550.201	5.016.735	217.850	589.076
Gecelca 3.2	1.239.732	11.772.499	511.217	1.183.027
Termoguajira 1	774.342	7.588.556	283.555	839.432
Termoguajira 2	653.198	6.662.616	248.956	706.733
Paipa 1	159.595	2.390.956	87.146	201.421
Paipa 2	211.027	2.277.358	83.005	251.535
Paipa 3	309.835	3.802.142	138.581	362.069
Paipa 4	966.588	8.590.547	311.117	858.451
Tasajero 1	755.095	6.891.603	242.329	240.968
Tasajero 2	906.864	8.815.986	309.996	789.023
Termozipa 2	67.585	988.294	36.240	92.408
Termozipa 3	136.210	1.746.259	64.033	163.280
Termozipa 4	184.841	2.523.244	92.525	235.931
Termozipa 5	205.635	2.533.963	92.918	236.933
Totales	7.120.749	71.600.758	2.719.467	6.750.286

Fuente: Cálculos del autor a partir de datos XM, UPME y SGC

Los cálculos efectuados permiten concluir que para el año 2019, el consumo de carbón utilizado en generación eléctrica a nivel nacional fue de aproximadamente 2,72 millones de toneladas⁵, con lo cual se generaron 7.120,7 GW de energía eléctrica con destino al SIN (9,91% del total nacional), que a su vez ocasionaron emisiones de gases de efecto invernadero cercanas a los 6,75 millones de toneladas equivalentes de CO₂ [32], representando el 56,6% del total de las emisiones asociadas a la generación eléctrica nacional para el mismo año.

Para el mismo año, las ocho centrales termoeléctricas a carbón localizadas en el centro del país contaban con una capacidad instalada de 563 MWh (34,7% de la capacidad instalada a base de carbón a nivel nacional), y generaron cerca de 2.241 GW, que representaron el 31.5% del total de

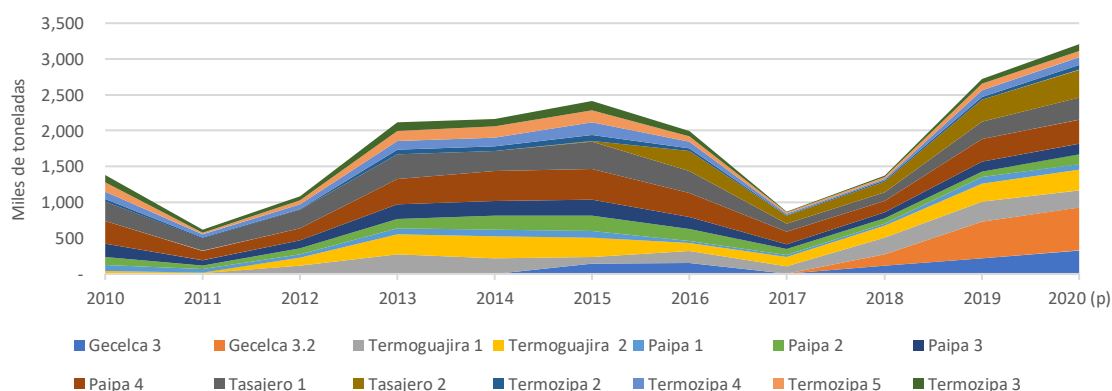
⁵ Utilizando información proveniente de XM sobre generación eléctrica discriminada por central térmica hasta el mes de septiembre de 2020 e información agregada para el último trimestre del mismo año, se proyectó que el consumo de carbón para generación eléctrica durante el año 2020 fue de aproximadamente 3.207,11 miles de toneladas.

energía eléctrica provista a partir de dicho mineral a nivel nacional, consumiendo cerca de 0,91 millones de toneladas de carbón, que a su vez corresponde al 33,3% del carbón consumido para generación eléctrica en el país.

La diferencia entre los porcentajes de energía eléctrica provista y consumo de carbón de las termoeléctricas del centro del país se explican principalmente por la obsolescencia y el bajo nivel de eficiencia de estas, el cual es en promedio del 25,7% para las centrales localizadas en Cundinamarca y del 30,2% para las ubicadas en Boyacá, frente a un 35,7% en promedio de las localizadas en el norte del país. [30] Lo anterior a pesar de que la calidad del carbón utilizado en el centro del país por GENSA, CES y EMGESA para generación térmica supera entre el 18% y el 23% en poder calorífico al utilizado por Gecelca S.A. en los departamentos de Córdoba y Guajira, como se muestra en la *Tabla 3*.

La evolución del consumo de carbón para generación eléctrica durante la última década ha estado marcada por dos factores principales como son la amenaza del Fenómeno del Niño 2009 – 2010, 2015-2016 y 2019 -2020, y la entrada gradual en funcionamiento desde 2015 de las nuevas plantas generadoras de Termotasajero 2, Gecelca 3 y Gecelca 3.2, que operaron de manera conjunta desde el mes de septiembre de 2018.

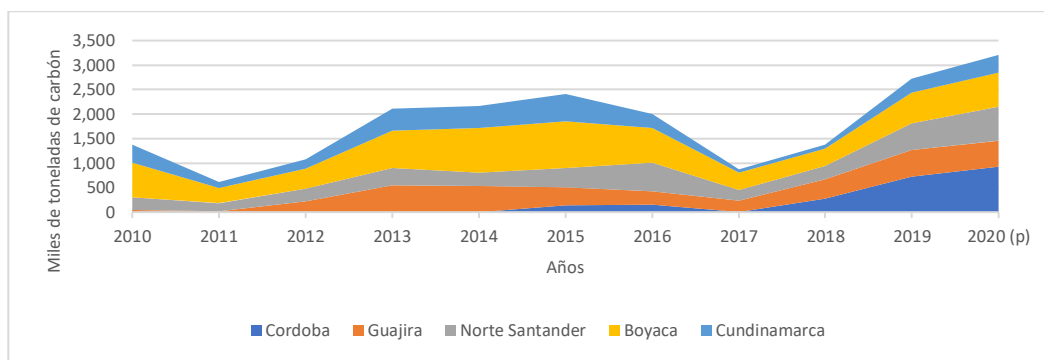
Figura 13. Consumo de carbón para generación eléctrica con destino al SIN 2010-2020p (miles de toneladas)



Fuente: Cálculos del autor a partir de datos XM, UPME, GGC- 2021

De acuerdo con los cálculos efectuados para el año 2010, con Fenómeno del Niño, se consumieron 1,38 millones de toneladas de carbón con destino a la generación termoeléctrica, de los cuales 1,08 millones (78.3%) se consumieron en el centro del país (Cundinamarca y Boyacá); para el año 2015, también con presencia de Fenómeno del Niño, se consumieron cerca de 2,41 millones de toneladas del mineral, correspondiendo 1,51 millones (62,8%) a consumo registrado en el centro del país; para el año 2019, con amenaza de Fenómeno del Niño, el consumo nacional de carbón para generar electricidad fue de 2,72 millones, de los cuales 0,91 millones (33,3%) se consumieron en el centro del país.

Figura 14. Consumo de carbón para generación eléctrica por regiones 2010-2020p (miles de toneladas)



Fuente: Cálculos del autor a partir de datos XM, UPME, GGC- 2021

Como se puede apreciar, el consumo de carbón para generación eléctrica ha tenido una tendencia positiva durante la última década, aunque surtió una recomposición regional en cuanto a los volúmenes consumidos, con lo que el centro del país ha venido perdiendo de manera notoria su participación, pasando de promedios de entre 70% y 80% al inicio de la década a cifras cercanas al 30% entre los años 2018 a 2020.

2.2 Escenarios de consumo de carbón para generación eléctrica con destino al SIN

En la sección anterior se presentaron los cálculos del carbón consumido durante la última década para generación eléctrica con destino al SIN, así como la participación en el consumo de cada una de las centrales termoeléctricas que operan en las diversas regiones del territorio nacional. En esta sección nos concentramos en la construcción de varios escenarios coherentes con los compromisos de política energética asumidos por Colombia. Con estos escenarios, será posible realizar una estimación de la evolución futura del consumo de carbón proveniente de Boyacá y Cundinamarca, así como de las emisiones de gases de efecto invernadero y del impacto de la demanda de carbón sobre los ingresos estatales por regalías.

Desde el mensaje inicial del nuevo Plan Energético Nacional (PEN 2020 – 2050), documento que describe la visión de largo plazo para el sector energético colombiano, se reconoce que el país ha emprendido el camino de la transformación energética, entendida como el cambio hacia un sistema descarbonizado, digitalizado y descentralizado, para lo cual se requieren esfuerzos públicos y privados para impulsar el recambio tecnológico hacia nuevas fuentes de energía que logren sustituir de forma eficiente a los combustibles fósiles. [22]

Para el SIN el inicio de la transformación energética se concreta con la ampliación de la capacidad instalada focalizada, pasando de 50 MWh en el año 2018 a más de 2.500 MWh para generación de energía solar y eólica, que se espera entre en operación a finales del año 2022. Dicha ampliación de capacidad instalada se logra gracias a las asignaciones de las subastas de 2019, con cuyos proyectos viabilizados se espera pasar de menos del 1% al 12% de participación de energía del sol y del viento en la matriz eléctrica. [33] Dicha participación puede incluso ser mayor de concretarse una nueva subasta anunciada por el gobierno de Colombia para el año 2021, con la cual existen expectativas de sumar 5.000 MWh adicionales en todo el territorio del país. [34]

La apuesta del gobierno por incentivar el uso de fuentes no convencionales para la generación eléctrica, y la posible entrada en operación de la central eléctrica de Hidroituango prevista para el año 2022 con 1200 MWh [35] de capacidad, ha motivado la pérdida de interés de los inversionistas para el desarrollo de nuevos proyectos basados en la quema de carbón térmico, ocasionando la congelación de iniciativas en curso, como es el caso de los proyectos de Termosajero III, [36] Paipa V, [37] TermoLuna, [38] y TermoBijao entre otros.⁶ [39]

En este contexto, en un ámbito académico y con el objeto de determinar el posible impacto en el mercado de carbón del centro del país, se plantean los siguientes escenarios para el consumo de dicho mineral en la generación termoeléctrica.

2.2.1 Escenario Base

Corresponde a un escenario tendencial, planteado con el propósito de servir de referencia para contrastar el impacto que provocaría la reconfiguración de la matriz eléctrica sobre la demanda regional de carbón. En las proyecciones efectuadas, se asume que todo el parque de generación carboeléctrica disponible a 2020 en el centro del país continuará en operación hasta el año 2030, sin que ingresen nuevas centrales a carbón.

En tal sentido, a partir de las series históricas de consumo de carbón estimadas en el capítulo anterior, se efectuaron proyecciones estadísticas de consumo del mineral por parte de las centrales carboeléctricas ubicadas en Cundinamarca y Boyacá; las estimaciones se efectuaron utilizando el sistema de software estadístico SPSS,⁷ mediante modelos estacionales simples para efectuar la predicción.

Estos modelos, conocidos como de Suavizado Exponencial Simple (SES), resultan adecuados para predecir series con tendencia y un efecto estacional que es constante a lo largo del tiempo. La fórmula que utiliza se describe en la siguiente tabla.

Tabla 5 Descripción del modelo SES

Formulación matemática	Notación
$F_t = F_{t-1} + \alpha(D_{t-1} - F_{t-1})$	<p>F_t – Pronóstico del periodo t D_t – Valor observado en el periodo t α – constante de suavizamiento</p> <p>Los valores de la constante de suavizamiento (α) oscilan entre 0 y 1, por lo que la fórmula indica que el último pronóstico (F_t) es igual al pronóstico anterior (F_{t-1}) más una fracción ($0 \leq \alpha \leq 1$) del error ($D_{t-1} - F_{t-1}$)</p>

Fuente: Adaptado de IBM Knowledge Center y celeberrima.com [40] [41]

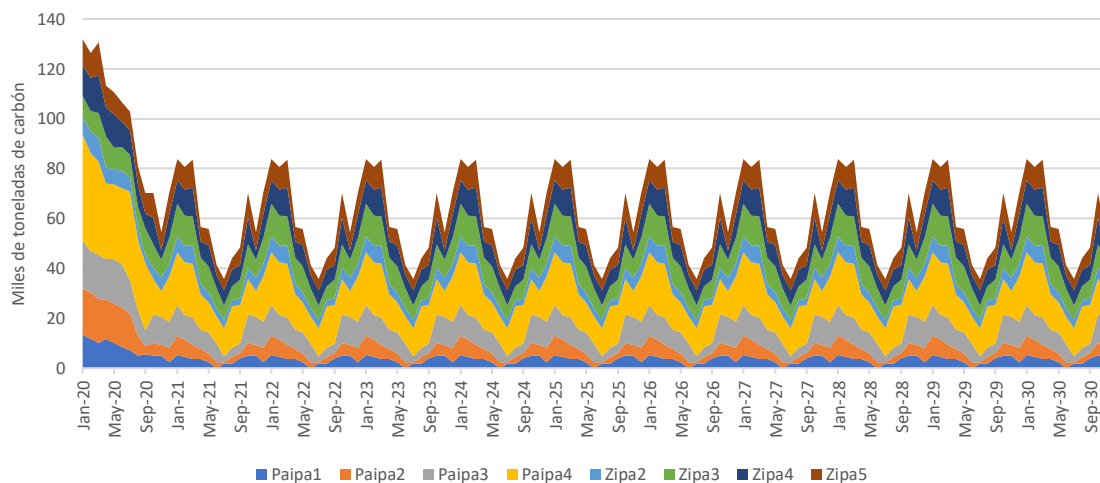
En el Anexo 1 de éste documento se presentan los detalles del resultado de las estimaciones de consumo de carbón para cada una de las ocho centrales carboeléctricas del centro del país. La

⁶ Para diciembre de 2020 se encontraron inscritos 45 proyectos en el “Registro de proyectos de generación eléctrica” de la UPME, inscritos en el periodo 2008 a 2020, que suman una capacidad de 10,2 GWh, de los cuales 8 fueron inscritos en Fase I (Prefactibilidad) y 37 en Fase II (Factibilidad).

⁷ SPSS (del inglés Statistical Package for Social Sciences), que significa “Paquete Estadístico para las Ciencias Sociales”.

siguiente figura ilustra la evolución que tendría dicho consumo, de acuerdo con las proyecciones realizadas bajo el escenario base.

Figura 15. Escenario Base - Proyecciones de consumo mensual de carbón para generación eléctrica con destino al SIN en el centro del país 2020- 2030 (miles de toneladas)



Fuente: Cálculos del autor

De acuerdo con las proyecciones efectuadas para el periodo comprendido entre enero de 2021 y diciembre de 2030, el consumo de carbón para generación eléctrica en el centro del país (Cundinamarca y Boyacá), sería cercano a los 7,25 millones de toneladas, de las cuales el 52% sería consumido por las centrales térmicas del Sistema Termopaipa pertenecientes a GEMSA y CES ubicadas en Boyacá, mientras que el 48% restante sería consumido por el sistema Termozipa, de propiedad de EMGESA en Cundinamarca, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6. Proyecciones de generación eléctrica, emisiones y consumo de carbón 2021 - 2030- Escenario Base.

Central térmica	Generación eléctrica (GW)	Emisiones CO ₂ equivalente (miles de toneladas)	Consumo carbón (miles de toneladas)	Participación consumo (%)
Paipa1	718,70	907,0	392,44	5,4%
Paipa2	1.295,92	1.544,7	509,74	7,0%
Paipa3	2.233,04	2.609,5	998,78	13,8%
Paipa4	5.810,39	5.160,4	1870,2	25,8%
Zipa2	1.021,88	1.397,2	547,94	7,6%
Zipa3	2.382,23	2.855,7	1119,9	15,4%
Zipa4	1.874,41	2.392,5	938,26	12,9%
Zipa5	1.931,85	2.225,9	872,92	12,0%
Totales	17.268,43	19.092,8	7.250,18	100,0%

Fuente: Cálculos del autor

El escenario de línea base muestra que la capacidad instalada de generación carboeléctrica del centro del país para el año 2020 es de 563 MWh, permaneciendo constante durante el periodo enero de 2021 a diciembre de 2030. El consumo anual de carbón pasaría de 1,17 millones de toneladas en el año 2020, a cerca de 0,73 millones de toneladas a partir del año 2021, con lo cual para el periodo antes señalado se generarían cerca de 17.268,4 GW de energía carboeléctrica en el centro del país, consumiendo durante todo el periodo aproximadamente 7,25 millones de toneladas de carbón y emitiendo alrededor de 19,1 millones de toneladas equivalentes de CO₂.

2.2.2 Escenario moderado

Ante la entrada en operación a finales del año 2022 de los nuevos proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes no convencionales y de almacenamiento con baterías⁸ [42], este escenario considera decisiones hipotéticas moderadas del Gobierno Nacional sobre el cierre progresivo de operaciones de las termoeléctricas a base de carbón con menores niveles de eficiencia térmica, menor capacidad instalada y con mayor obsolescencia tecnológica, reflejada en bajos niveles de presión nominal y por lo tanto en mayores emisiones atmosféricas por unidad de electricidad generada. La siguiente tabla muestra los parámetros técnicos de las centrales térmicas y las fechas hipotéticas consideradas en este documento para el cierre de operaciones.

Tabla 7. Parámetros de eficiencia térmica y escenarios propuestos

Central térmica	Eficiencia térmica %	Capacidad instalada (MWh)	Presión nominal (Kg/cm ₂)	Cierre escenario moderado (mes/año)	Cierre escenario ácido (mes/año)
Paipa I	23%	36	63-65	Nov-23	Nov-23
Zipa II	23%	35	63-65	Nov-23	Nov-23
Zipa IV	25%	63	88	Dic-26	Nov-23
Zipa III	27%	64	88	Dic-26	Nov-23
Zipa V	28%	63	88	Dic-26	Nov-23
Paipa III	28%	70	88	Dic-26	Nov-23
Paipa II	32%	72	88	Dic-26	Nov-23
Paipa IV	38%	160	127	NA	NA

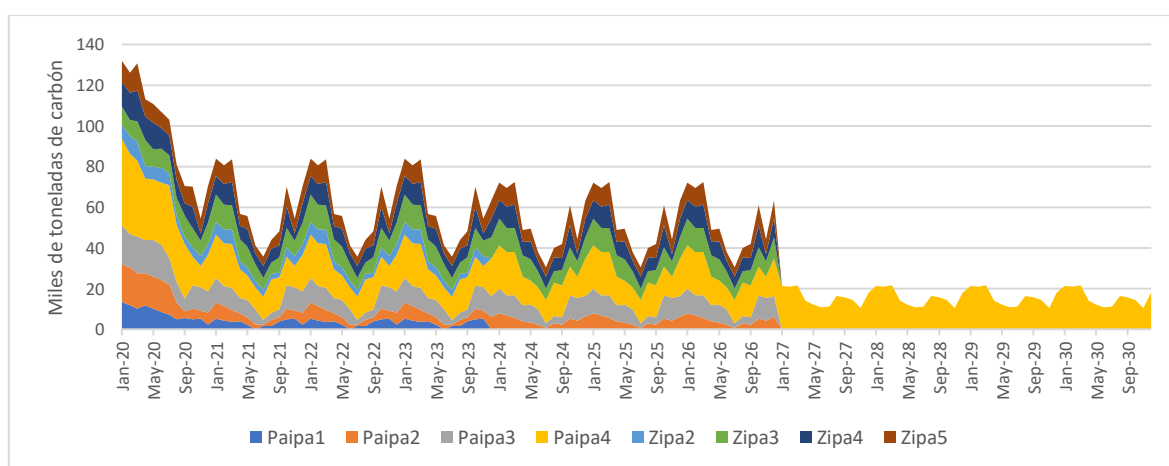
Fuente: El autor a partir de datos XM y UPME 2021

Tal como se aprecia en la tabla anterior, este escenario plantea tres agrupaciones de centrales térmicas clasificadas en función de la fecha considerada para su hipotético cierre: el primer grupo lo componen las centrales de Termopaipa I y Termozipa II, que son las de mayor antigüedad, menor eficiencia térmica, menor capacidad de generación eléctrica y que operan con presión nominal de entre 63 y 65 Kg/Cm₂, siendo por lo tanto relativamente las más contaminantes. El segundo grupo está compuesto por Termopaipa II y III, Termozipa III, IV y V, centrales que operan a presión nominal de 88 Kg/Cm₂, capacidades de generación inferiores a 100 MWh y niveles de eficiencia de entre el 25 % y el 32%. En la última categoría estaría la central Termopaipa IV que opera a una presión nominal de 127 Kg/Cm₂, eficiencia del 38% y capacidad instalada de 160 MWh.

⁸ La UPME adelanta una nueva subasta para almacenamiento de energía con baterías, que tendrá capacidad de 50 MWh.

Dado que a las centrales térmicas señaladas les fueron asignadas obligaciones de energía en firme en la subasta de cargo por confiabilidad efectuada en febrero de 2019, como fecha de cierre para el primer grupo de termoeléctricas se consideró la finalización del periodo de la obligación, es decir el 30 de noviembre de 2023.⁹ [43] Para el segundo grupo, se consideró como fecha de cierre de operaciones diciembre de 2026, año en el cual finaliza el siguiente Plan Nacional de Desarrollo (PND), que seguramente consignará nuevas acciones en términos de sustitución tecnológica para el parque de generación energética nacional, en cumplimiento de los compromisos internacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero; en este escenario se plantea la continuidad de TermoPaipa IV.

Figura 16. Escenario Moderado - Proyecciones de consumo mensual de carbón para generación eléctrica con destino al SIN en el centro del país 2020-2030 – (miles de toneladas)



Fuente: Cálculos del autor

Bajo el escenario moderado, las proyecciones efectuadas para el periodo enero de 2021 a diciembre de 2030 muestran que el consumo de carbón para generación eléctrica en Cundinamarca y Boyacá estaría por el orden de los 4,81 millones de toneladas, de las cuales el 60.1% sería consumido por las centrales termoeléctricas de Boyacá, y el 39,9% restante por las plantas localizadas en Cundinamarca.

Tabla 8. Proyecciones de generación eléctrica, emisiones y consumo de carbón 2021 - 2030- Escenario Moderado

Central térmica	Generación eléctrica (GW)	Emisiones CO ₂ equivalentes (miles de toneladas)	Consumo de carbón (miles de toneladas)	Participación consumo (%)
Paipa1	211,51	266,9	115,49	2,4%
Paipa2	777,55	926,8	305,84	6,4%
Paipa3	1.339,83	1.565,7	599,27	12,5%
Paipa4	5.810,39	5.160,4	1.870,20	38,9%

⁹ La tercera subasta de energía firme asignó obligaciones a CES, EMGESA y GENSA para el periodo diciembre de 2022 a noviembre de 2023.

Central térmica	Generación eléctrica (GW)	Emisiones CO ₂ equivalentes (miles de toneladas)	Consumo de carbón (miles de toneladas)	Participación consumo (%)
Zipa2	297,13	406,3	159,33	3,3%
Zipa3	1.429,34	1.713,4	671,94	14,0%
Zipa4	1.124,64	1.435,5	562,96	11,7%
Zipa5	1.159,11	1.335,5	523,75	10,9%
Totales	12.149,5	12.810,5	4.808,78	100,0%

Fuente: Cálculos del autor

Bajo el escenario moderado, la capacidad instalada de generación carboeléctrica del centro del país pasaría de 563 MWh en el año 2020 a 492 MWh a partir del mes de noviembre de 2023 (reducción del 12,61%) y a 160 MWh desde el mes de enero de 2027, lo que representa una reducción del 71,6%. El consumo anual de carbón pasaría de 1,17 millones de toneladas en el año 2020 a cerca de 0,631 millones de toneladas a partir del año 2024 y a 0,187 millones de toneladas a partir del año 2027, con lo cual durante el periodo comprendido entre enero de 2021 a diciembre de 2030 se generarían alrededor de 12.149,5 GW de energía carboeléctrica en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá, y se consumirían cerca de 4,81 millones de toneladas de carbón (66,33% respecto del escenario base), emitiendo aproximadamente 12,8 millones de toneladas equivalentes de CO₂ (6,3 millones menos que en el escenario base).

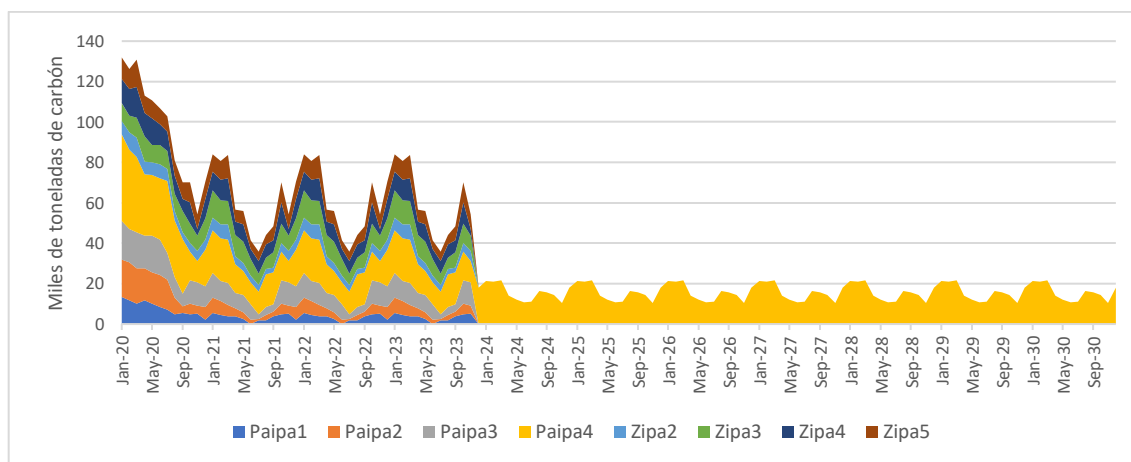
2.2.3 Escenario ácido

Este escenario considera anticipar las decisiones hipotéticas planteadas en el escenario anterior en relación con el cierre progresivo de operaciones de las termoeléctricas a base de carbón con mayor obsolescencia y menores capacidades de generación energética.

Bajo este escenario se anticipa el cierre de las plantas clasificadas en el grupo 2 antes descrito, las cuales terminarían sus operaciones al culminar sus compromisos de energía en firme, en el mes de noviembre de 2023. Al igual que en el escenario anterior, se plantea la continuidad de la central Termopaipa IV, al menos hasta el año 2030.

Este escenario cobra relevancia con la nueva subasta de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales planteada por el Gobierno Nacional a realizarse durante el año 2021 y frente al compromiso asumido por Colombia durante la Cumbre Mundial sobre el Clima en Reino Unido (diciembre de 2020), en donde se anunció como meta nacional reducir emisiones de gases de efecto invernadero en un 51% a 2030. [44]

Figura 17. Escenario Ácido - Proyecciones de consumo mensual de carbón para generación eléctrica con destino al SIN en el centro del país 2020-2030 (miles de toneladas)



Fuente: Cálculos del autor

El escenario ácido refleja el cierre de operaciones de las plantas de baja eficiencia en el año 2023, con lo cual el consumo de carbón para generación eléctrica en Cundinamarca y Boyacá sería de aproximadamente 3,43 millones de toneladas para el periodo enero de 2021 a diciembre de 2030, de las cuales el 70,6% sería consumido por las centrales termoeléctricas de Boyacá y el 39,9% restante por las plantas localizadas en Cundinamarca.

Tabla 9. Proyecciones de generación eléctrica, emisiones y consumo de carbón 2021 - 2030- Escenario Ácido

Central térmica	Generación eléctrica (GW)	Emisiones CO ₂ equivalentes (miles de toneladas)	Consumo carbón (miles de toneladas)	Participación consumo (%)
Paipa1	211,51	266,9	115,49	3,4%
Paipa2	373,32	445,0	146,84	4,3%
Paipa3	646,69	755,7	289,25	8,4%
Paipa4	5.810,39	5.160,4	1.870,20	54,5%
Zipa2	297,13	406,3	159,33	4,6%
Zipa3	692,38	830,0	325,49	9,5%
Zipa4	543,53	693,8	272,07	7,9%
Zipa5	560,05	645,3	253,06	7,4%
Totales	9.135,0	9.203,3	3.431,73	100,0%

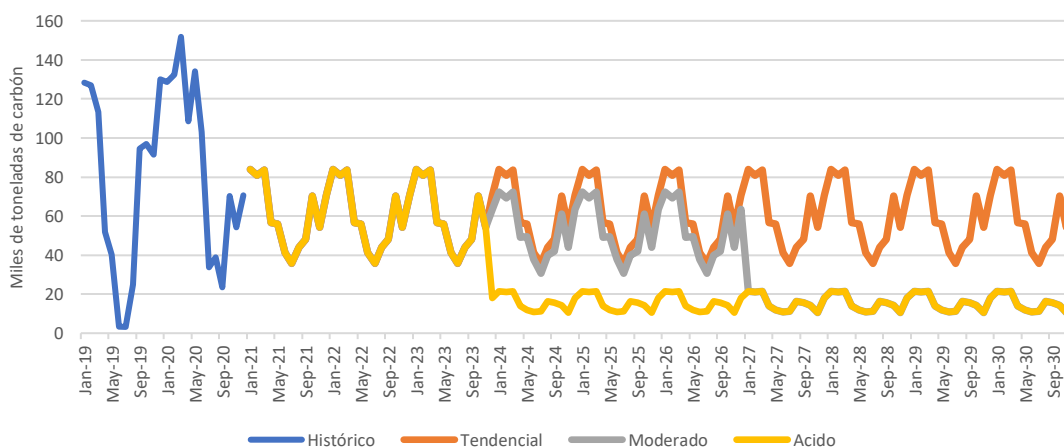
Fuente: Cálculos del autor

La capacidad instalada de generación carboeléctrica del centro del país bajo el escenario ácido pasaría de 563 MWh en el año 2020 a 160 MWh a partir del mes de noviembre de 2023, lo que representa una reducción del 71,6%. El consumo anual de carbón pasaría de 1,17 millones de toneladas en el año 2020 a cerca de 0,187 millones de toneladas a partir del año 2024, con lo cual durante el periodo comprendido entre enero de 2021 a diciembre de 2030 se generarían cerca de

9.135 GW de energía carboeléctrica en el centro del país, consumiendo durante todo el periodo aproximadamente 3,43 millones de toneladas de carbón (47,3% respecto del escenario base), y emitiendo alrededor de 9,2 millones de toneladas equivalentes de CO₂ (9,9 millones menos que en el escenario base).

La siguiente gráfica muestra la evolución comparativa del consumo de carbón para los tres escenarios descritos.

Figura 18. Escenarios con proyecciones de consumo mensual de carbón para generación eléctrica con destino al SIN en el centro del país (miles de toneladas)



Fuente: Cálculos del autor

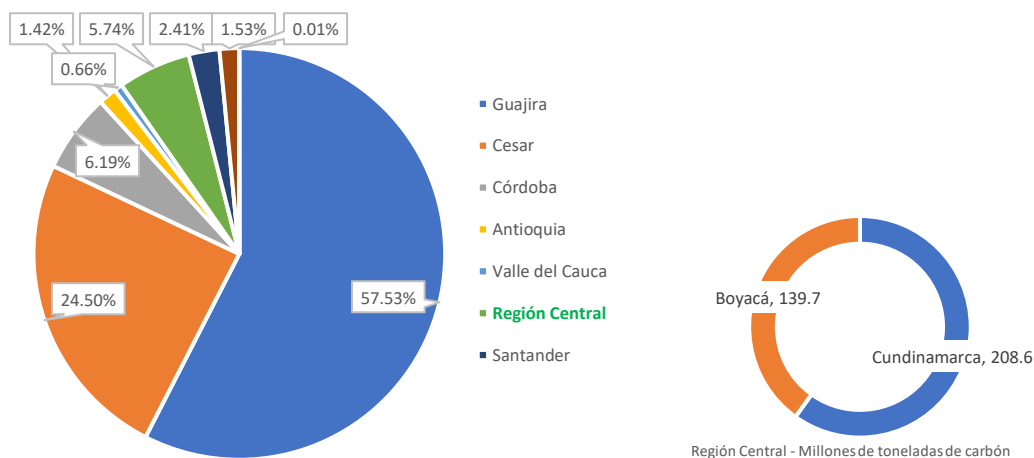
En este capítulo, se ha determinado el consumo de carbón de las unidades termoeléctricas que utilizan este combustible en el SIN y se ha estudiado su tendencia durante los últimos años. A partir de esto, se plantearon escenarios hipotéticos de continuidad del parque carboeléctrico del centro del país y de la demanda de carbón asociada a cada escenario, como preámbulo para estudiar en el capítulo siguiente las proyecciones del impacto fiscal de los cambios en la demanda de carbón, en los municipios productores de carbón de los departamentos de Cundinamarca y Boyacá.

3. Análisis del cambio en las regalías percibidas por los municipios del centro del país por la explotación de carbón para generación eléctrica con destino al SIN.

3.1 Generalidades de la producción de carbón en el centro del país

Los departamentos de Cundinamarca y Boyacá cuentan con reservas medidas de carbón cercanas a los 348 millones de toneladas, equivalente al 5,74% de las reservas carboníferas del país [45]. Por sus propiedades caloríficas, el carbón producido en el centro del país es considerado de alta calidad y utilizado tanto en la generación de energía como en la producción de coque.

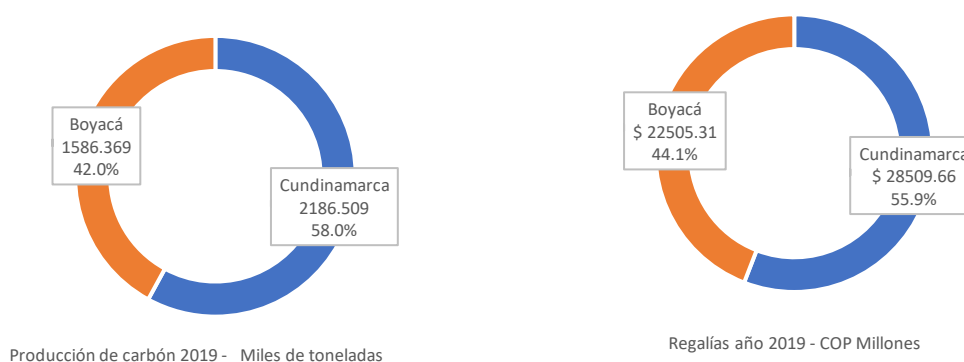
Figura 19. Distribución de reservas medidas de carbón, Nacional y Región Central



Fuente: Boletín Estadístico de Minería – UPME 2018

Para el año 2019, la producción de carbón en dichos departamentos representó el 4.44% del total nacional, llegando a cerca de 3,8 millones de toneladas, de las cuales 1,6 millones (42%) fueron extraídas en el departamento de Boyacá y los restantes 2,2 millones (58%) fueron explotadas en el departamento de Cundinamarca. Para el mismo año, las regalías causadas por la explotación de carbón en el centro del país ascendieron a \$51.014,97 millones, de las cuales en Boyacá se causaron \$22.505,31 millones (44,1%) y en Cundinamarca \$28.509,66 millones (55,9%). [46]

Figura 20. Producción de carbón y regalías causadas Región Central



Fuente: UPME- SIMCO 2021

De otro lado, según la información que reporta el Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE, [47] para el año 2019 la explotación de minas y canteras en el departamento de Boyacá generó un valor agregado cercano a los \$2.095,94 miles de millones de pesos, representando el 7,27% del producto interno bruto (PIB) departamental. Para el caso de Cundinamarca en el mismo año, la explotación de minas y canteras generó un valor agregado cercano a los \$534 miles de millones de pesos, que representaron el 0,83% del PIB departamental.

En cuanto al valor de las ventas de carbón para el año 2019, se estima que en el departamento de Boyacá ascendieron a cerca de \$450.106 millones, cifra que es comparable con el 1,56% del PIB departamental, mientras que para el caso de Cundinamarca dicho valor fue de aproximadamente \$570.193 millones de pesos, valor que equivale al 0,89% del PIB registrado en este último departamento¹⁰.

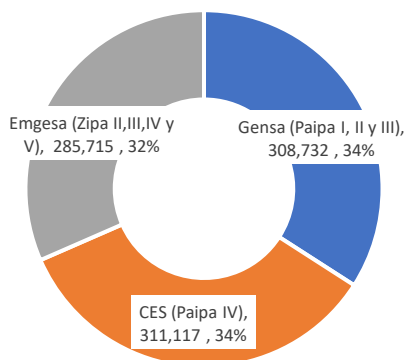
Es de resaltar que por las características socioeconómicas del territorio en el centro del país predominan las explotaciones tradicionales de carbón de mediana y pequeña escala, encontrándose con frecuencia explotaciones poco tecnificadas, que se desarrollan en condiciones de informalidad, con baja capacidad financiera, bajo nivel de cumplimiento de estándares de seguridad, ambientales y laborales.

El último censo minero efectuado por el Ministerio de Minas y Energía, identificó en el departamento de Boyacá un total de 1.487 unidades de producción de carbón, de las cuales 1.036 (69,7%) contaban con título minero; en el departamento de Cundinamarca el Censo identificó 604 unidades de producción de carbón, 307 de las cuales (50,8%) contaban con titulación. En ambos departamentos predominan las explotaciones mineras que emplean menos de 7 trabajadores (84,2% en Boyacá y 64,7% en Cundinamarca). [48]

3.2 Producción de carbón para generación eléctrica en el centro del país.

En la sección 2.1 de este documento, se estimó que para el año 2019 el consumo de carbón utilizado en generación eléctrica con destino al SIN fue de 2'719.467 toneladas, de las cuales 905.564 toneladas fueron consumidas por las ocho centrales carboeléctricas localizadas en el centro del país, pertenecientes a las empresas GENSA S.A., CES S.A. y EMGESA S.A.

Figura 21. Estimación del consumo de carbón 2019 para generación termoeléctrica en el centro del país (toneladas año)

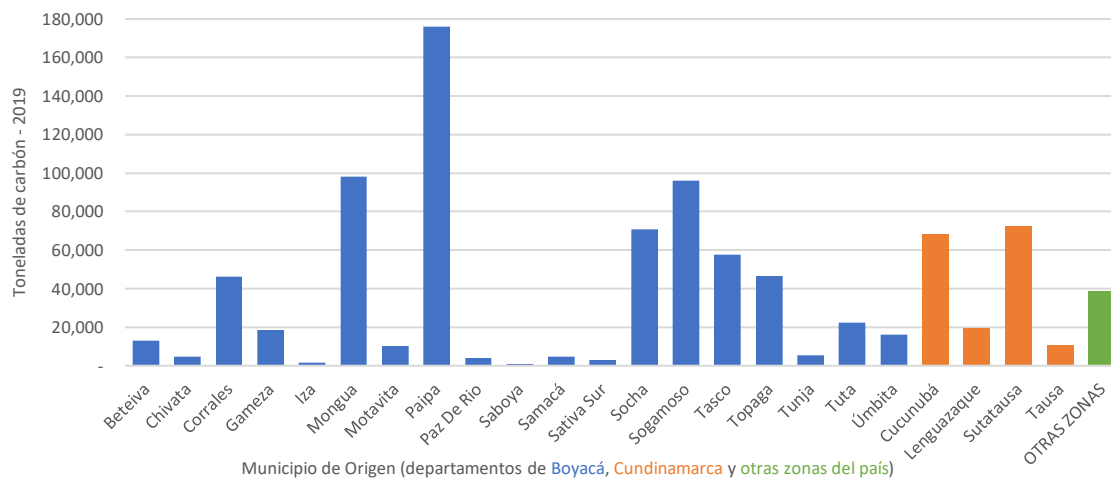


Fuente: Cálculos del autor a partir de datos XM, UPME y SGC

¹⁰ Las cifras mencionadas corresponden al valor bruto de las ventas de carbón, sin descontar materias primas ni consumo de bienes intermedios.

Con base en reportes efectuados por dichas empresas ante la UPME se identificaron los municipios de procedencia del carbón consumido y su promedio de participación porcentual en las adquisiciones del mineral por parte de cada generador, a partir de lo cual se efectuó la imputación del cálculo de consumo de carbón por municipio de origen. La siguiente figura ilustra los resultados de las estimaciones de las cantidades demandadas de carbón para el año 2019, distribuidas según su procedencia.

Figura 22. Origen del carbón utilizado para generación eléctrica en el centro del país - año 2019 (toneladas)

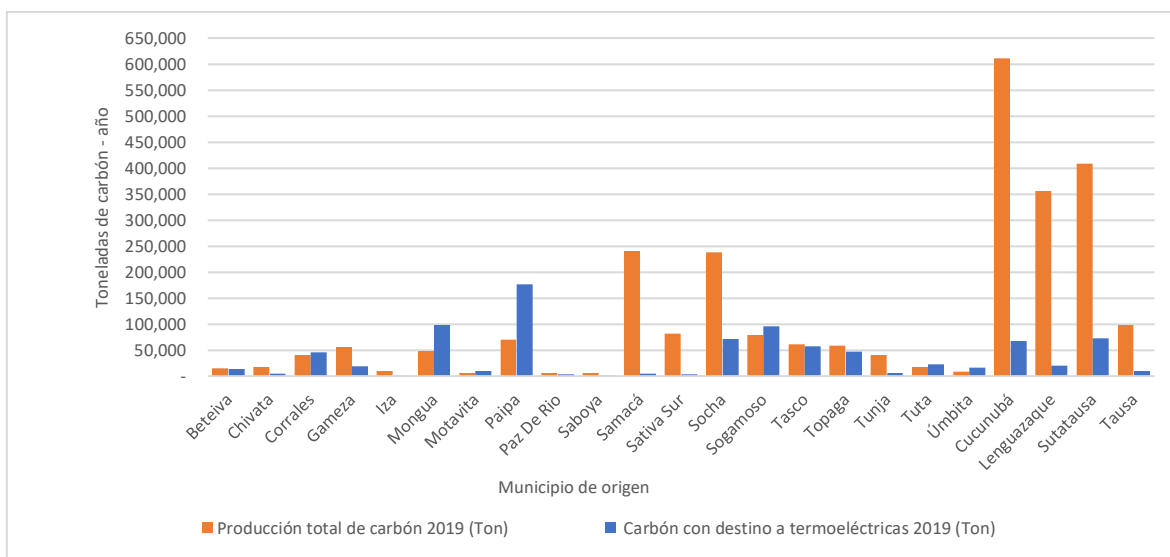


Fuente: Fuente: Cálculos del autor a partir de datos XM, UPME y SGC

El procesamiento de datos realizado permitió concluir que durante el año 2019 cerca del 95,8% del carbón requerido para generación termoeléctrica en el centro del país (867.069 toneladas) provino de minas localizadas en 19 municipios del departamento de Boyacá, y en 4 municipios pertenecientes al departamento de Cundinamarca. El restante 4,2% (38.495 toneladas) provino de otras zonas del país, especialmente de las Zonas Carboníferas de Catatumbo y El Zulia en el departamento de Norte de Santander, y de la zona de Amagá-Nechí en el departamento de Antioquia.

Para el caso de los 19 municipios de Boyacá productores de carbón para generación eléctrica antes señalados, según reportes del SIMCO, [46] durante el año 2019 produjeron un total de 1'100.902 toneladas de carbón, de los cuales, mediante los cálculos presentados previamente en este documento, se determinó que aproximadamente 696.396 toneladas el (63,3% de la producción de los 19 municipios) fueron consumidas por las tres compañías eléctricas del centro del país (CES, EMGESA y GENSA) para producir energía con destino al SIN. Dichas cantidades consumidas representaron a su vez el 43.9% del total del carbón producido en todo el departamento de Boyacá durante el mismo año.

Figura 23. Comparativa producción total municipal de carbón versus carbón utilizado para generación eléctrica en el centro del país - año 2019 (toneladas)¹¹



Fuente: Fuente: SIMCO 2021 y cálculos del autor a partir de datos XM, UPME y SGC

Para el caso de los 4 municipios del departamento de Cundinamarca que producen carbón para generación eléctrica con destino al SIN, el SIMCO registró para el año 2019 una producción total de 1'473.525 toneladas de carbón, de los cuales se estimó que cerca de 170.673 toneladas (11,6%) fueron consumidas por las centrales termoeléctricas del centro del país. Dicho consumo representó a su vez el 7,8% de la producción total de carbón de todo el departamento de Cundinamarca en el mismo año.

Los cálculos efectuados evidencian que la comercialización del carbón producido en el departamento de Boyacá está poco diversificada, por lo que depende en gran medida de las adquisiciones efectuadas por los generadores termoeléctricos, en contraste con lo registrado en el departamento de Cundinamarca, donde la producción del mineral por parte de los municipios carboníferos es muy superior, pero la dependencia de las centrales termoeléctricas para su comercialización es sustancialmente menor.

3.3 Regalías por la explotación de carbón para generación eléctrica en el centro del país

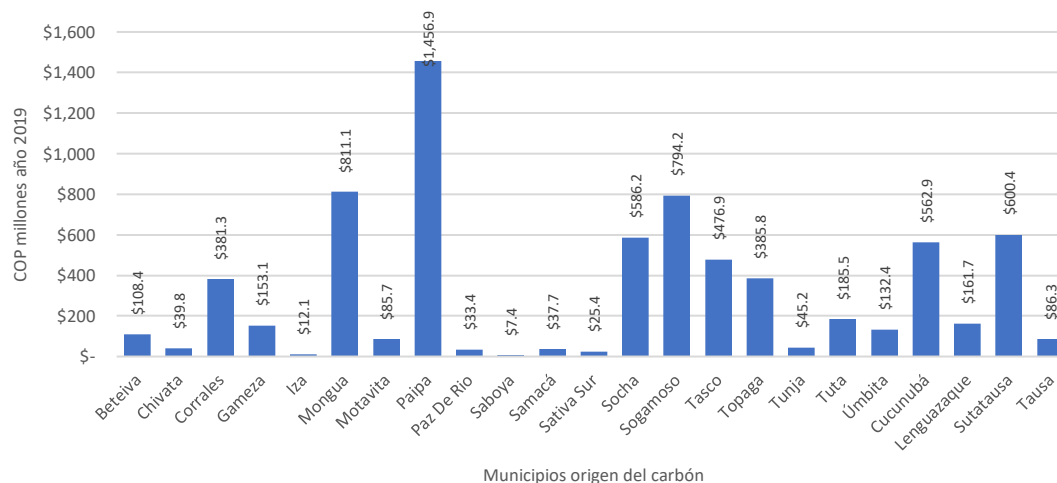
Por tratarse de explotaciones de mediana y pequeña escala (inferior a 3 millones de toneladas año), la producción de carbón en el centro del país está sujeta al pago de una regalía equivalente al 5%

¹¹ Al procesar los datos de transacciones de compra de carbón por municipio de origen efectuadas por los generadores eléctricos y cruzarla con la que reporta en el SIMCO, se encontró que en algunos casos las compras de carbón reportadas por las empresas por origen municipal son superiores a las cifras de producción que se encuentran en el SIMCO. Lo anterior puede deberse a aspectos como tratamiento de inventarios, retrasos en los reportes o a declaraciones de producción en municipios diferentes a los de origen del carbón. Estas situaciones evidenciadas constituyen una oportunidad de mejora para el Sistema de Información Minero Colombiano, toda vez que de los reportes de origen por municipio depende la asignación de regalías directas a los mismos.

del valor de su producción en boca de mina, [49] para cuyo cálculo se utilizan los precios base fijados trimestralmente por parte de la UPME.

En desarrollo del presente documento se efectuó una estimación del valor de las regalías generadas por la producción de carbón con destino a las termoeléctricas del centro del país, para lo cual se utilizaron los cálculos de consumo de carbón por central térmica y municipio de origen presentados en la sección anterior (ver Tabla 2), así como el promedio de los precios base establecidos por la UPME para el carbón térmico de consumo interno correspondiente a los cuatro trimestres de la vigencia 2019.¹²

Figura 24. Regalías generadas por explotación de carbón utilizado para generación eléctrica en el centro del país - año 2019 (COP millones)



Fuente: Fuente: Cálculos del autor a partir de datos XM, UPME y SGC

De acuerdo con las estimaciones efectuadas, durante el año 2019 la producción de carbón térmico en el centro del país utilizado para la generación eléctrica con destino al SIN causó regalías cercanas a los \$7.169,9 millones, de los cuales \$5.758,6 millones (80,3%) se causaron en los 19 municipios productores antes señalados pertenecientes al departamento de Boyacá y \$1.411,3 millones (19,7%) fueron causados en los 4 municipios productores mencionados del departamento de Cundinamarca, tal como se muestra en la anterior ilustración. Es de anotar que estos montos corresponden al 39.7% del total de las regalías generadas por la producción total de carbón en el departamento de Boyacá, y al 7.1% de las generadas en Cundinamarca por el mismo concepto.

¹² Para la estimación de las regalías causadas en cada municipio por la explotación de carbón con destino a la generación eléctrica, se utilizó la siguiente fórmula:

$$R_{ij} = CE_{ij} \times P_j \times t$$

Donde R_{ij} representa las regalías causadas por la producción de carbón en el municipio i durante el año j ; CE_{ij} es el carbón explotado en el municipio i durante el año j con destino a la generación termoeléctrica; P_j representa el promedio anual del precio base fijado por la UPME para el cálculo de regalías de carbón térmico de consumo interno durante el año j ; y t se refiere al porcentaje del valor de la producción de carbón que se debe pagar como regalía, según lo dispuesto por el artículo 16 de la Ley 141 de 1994.

3.4 Asignaciones directas de las regalías causadas por explotación de carbón para generación eléctrica en el centro del país

Con la entrada en vigencia a partir del 1 de enero de 2021 de las recientes reformas introducidas al Sistema General de Regalías por la Ley 2056 de 2020, [50] se incrementan las asignaciones directas a los municipios productores de carbón. Para efectos de determinar el impacto de dicha reforma sobre los 23 municipios del centro del país que producen carbón para uso en la termo-generación eléctrica, se procedió a estimar la distribución de las regalías causadas durante el año 2019, tomando como base los cálculos de producción de carbón por municipio presentados en el punto anterior, y los porcentajes de asignaciones señalados tanto por el régimen de regalías anterior como por el vigente a partir del año 2021.

Tabla 10. Distribución de regalías del carbón para generación eléctrica, centro del país- año 2019

Destinación	Régimen anterior		Nuevo régimen	
	Participación (%)	COP - (Millones)	Participación (%)	COP - (Millones)
Asignaciones directas	11,2%	\$ 803	25,0%	\$ 1.792
Mpios mayor NBI	10,9%	\$ 782	15,0%	\$ 1.075
Fondos de compensación y desarrollo regional	34,0%	\$ 2.438	34,0%	\$ 2.438
Fondo ciencia y tecnología	9,4%	\$ 674	10,0%	\$ 717
Fondo Paz	7,0%	\$ 502	7,0%	\$ 502
Ahorro	22,0%	\$ 1.577	4,5%	\$ 323
C/Magdalena	0,5%	\$ 36	0,5%	\$ 36
Seguimiento y evaluación	1,0%	\$ 72	1,0%	\$ 72
Funcionamiento/fiscalización	4,0%	\$ 287	2,0%	\$ 143
Fondo ambiental	0,0%	\$ -	1,0%	\$ 72
Totales	100,0%	\$ 7.170	100,0%	\$ 7.170

Fuente: Fuente: Cálculos del autor a partir de datos Minhacienda, XM, UPME y SGC

Como se puede apreciar en la tabla anterior, tomando como base la producción de carbón del año 2019, bajo el nuevo régimen de distribución de regalías los 23 municipios de interés pasarían de recibir \$803,03 millones de regalías directas por la explotación de carbón con destino a generación eléctrica, a un total de \$1.792,5 millones, lo cual representa un aumento del 123,2% en el monto que se asignaría de manera directa.

Vale la pena señalar que las asignaciones directas causadas en el año 2019 por la producción total de carbón ascenderían a \$3.630,7 millones para los 19 municipios de interés pertenecientes al departamento de Boyacá y a \$4.949,1 millones para los 4 municipios de interés correspondientes al departamento de Cundinamarca, por lo que las asignaciones directas causadas por la explotación de carbón para generación eléctrica representarían el 40% y 7% respectivamente para cada grupo de municipios.

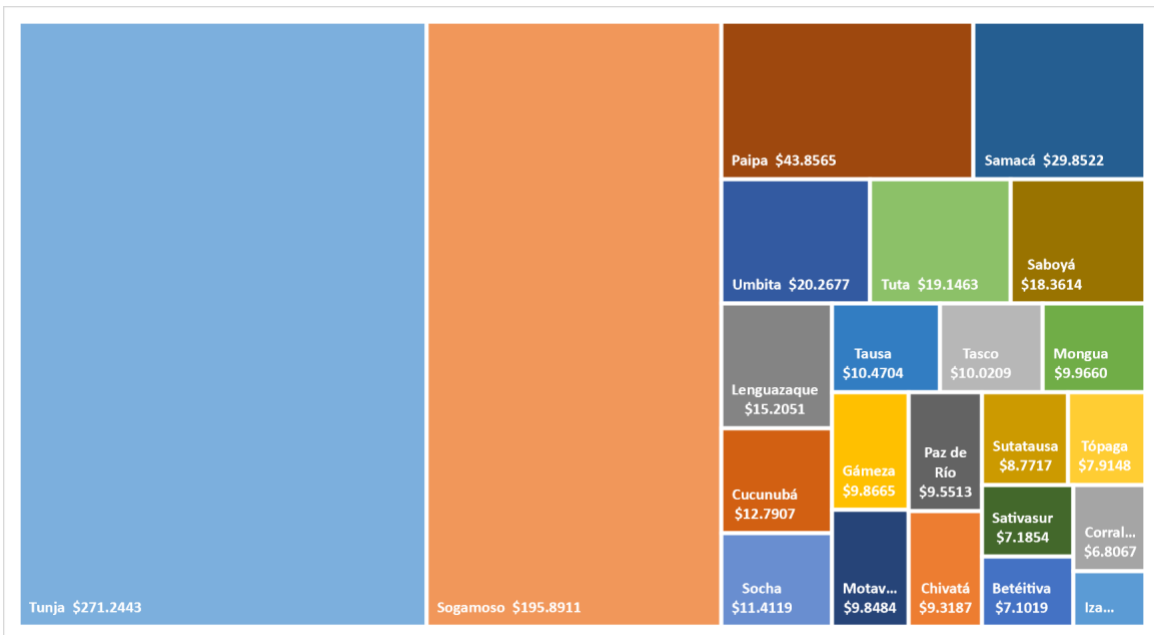
Figura 25. Asignaciones directas a municipios por explotación de carbón (COP millones año 2019)



Fuente: SIMCO – UPME 2021 y cálculos del autor

Para determinar el peso relativo de las asignaciones directas por concepto de regalías derivadas del carbón en los 23 municipios que producen el mineral para generación eléctrica en el centro del país, se procedió a su contrastación frente a los ingresos totales de cada municipio. Estos últimos registran una amplia heterogeneidad, por tratarse de municipios que por su población y actividad económica están catalogados desde primera hasta sexta categoría.

Figura 26. Ingresos totales de municipios del centro del país productores de carbón para generación eléctrica con destino al SIN (COP miles de millones año 2019)

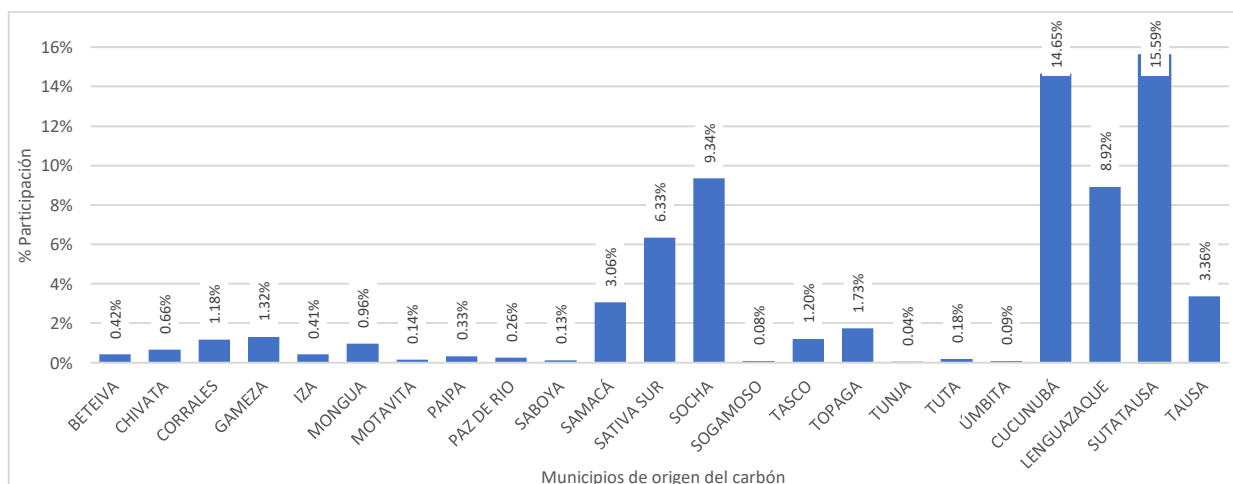


Fuente: DNP - TerriData [51]

Tal como se aprecia en la figura anterior, los ingresos totales correspondientes a la vigencia 2019 se ubicaron en un rango que estuvo entre los \$4,4 miles de millones de pesos para un municipio de sexta categoría como es el caso de Iza, hasta los \$271,2 miles de millones de pesos para el municipio de Tunja, capital de departamento considerado de primera categoría.

Al comparar las asignaciones directas derivadas de la producción de carbón causadas en el año 2019 en relación con los ingresos totales de los 23 municipios de interés para el mismo año, se encontró que en promedio tales asignaciones directas, calculadas bajo el nuevo régimen de distribución de regalías, corresponderían al 3,06% de los ingresos totales municipales, con un rango que oscilaría entre el 0,04% (municipio de Tunja en Boyacá) y el 15.59% (municipio de Sutatausa en Cundinamarca).

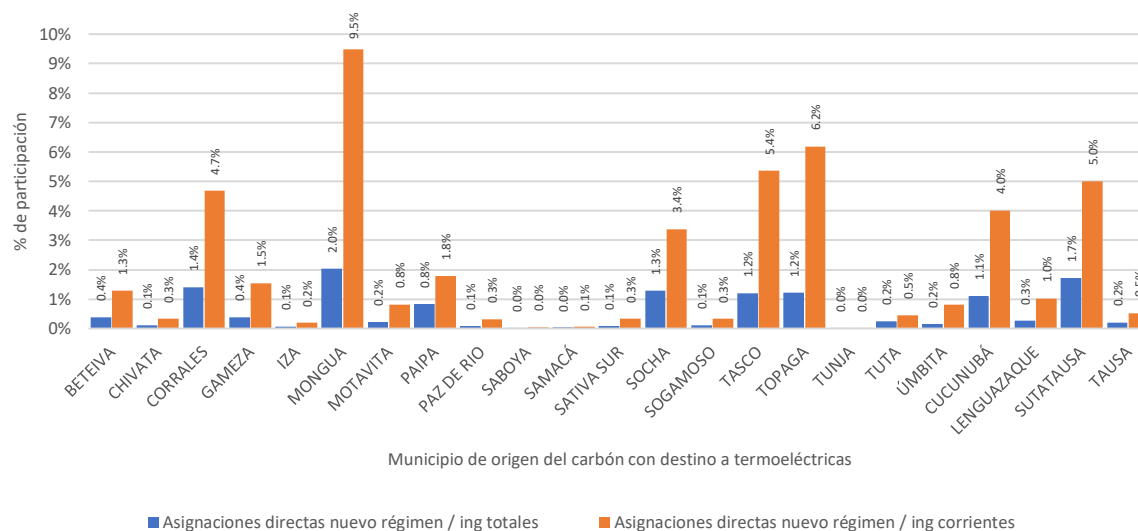
Figura 27. Porcentaje de representatividad de las asignaciones por regalías directas de carbón en los ingresos totales municipales - año 2019 (%)



Fuente: DNP - TerriData, SIMCO – UPME y cálculos del autor

En cuanto a las asignaciones por regalías directas del carbón producido en el centro del país para su uso en la generación eléctrica, se encontró que representarían en promedio el 0,57% en los ingresos totales y el 2,09% de los ingresos corrientes que los 23 municipios bajo análisis percibieron durante el año 2019. No obstante, se encuentran municipios donde dicha representación en los ingresos corrientes supera el 5%, como es el caso de los municipios de Mongüa, Tasco y Tópaga en el departamento de Boyacá, y Cucunubá y Sutatausa en el departamento de Cundinamarca, como se aprecia en la siguiente figura.

Figura 28. Participación en los ingresos corrientes municipales de las asignaciones directas por regalías asociadas a la explotación de carbón utilizado para generación eléctrica (%) año 2019



Fuente: DNP - TerriData, SIMCO – UPME y cálculos del autor

Esta sección ha evidenciado el peso relativo que tiene el carbón utilizado para la generación termoeléctrica en la producción total de carbón originario del centro del país, y por consiguiente en las regalías causadas por su explotación, específicamente en las asignaciones directas que reciben los municipios productores. En la siguiente sección, se retoma el análisis de las proyecciones de consumo de carbón para generación eléctrica, analizando el impacto en el valor proyectado de las ventas brutas de carbón para generación eléctrica, y los cambios que podrían originarse en el monto de las regalías percibidas por los municipios productores en el centro del país.

3.5 Valor proyectado de las ventas brutas de carbón para generación eléctrica en el centro del país.

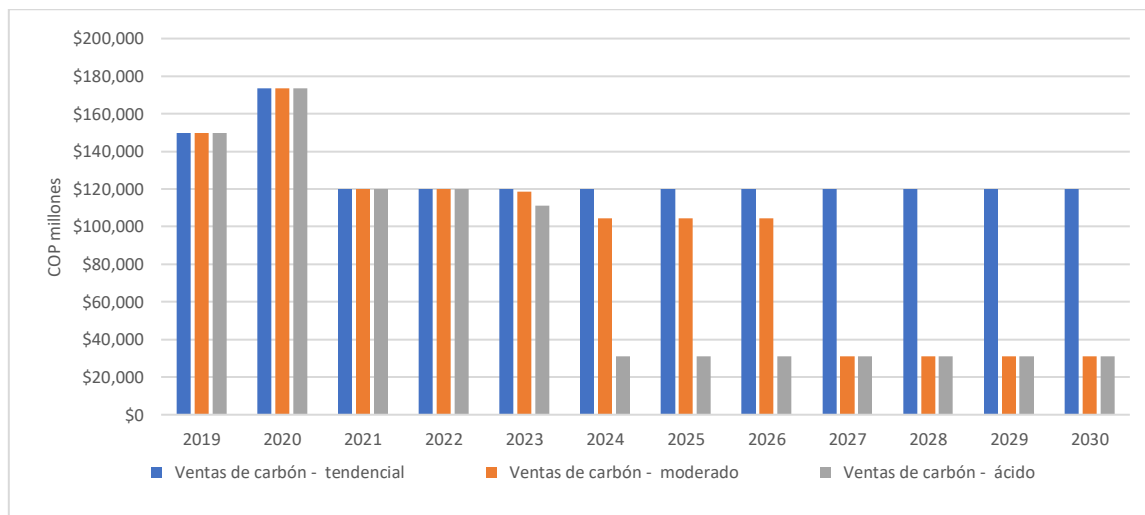
Las cifras de consumo de carbón para generación eléctrica asociadas a los tres escenarios presentados en las secciones anteriores, permiten divisar de manera concreta los efectos económicos de la transición energética y de la reconfiguración de la matriz de generación eléctrica colombiana en la industria carbonífera del centro del país.

Es así como las reducciones esperadas en las cantidades transadas de carbón para generación eléctrica en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá, conllevarían a una disminución del valor de las ventas brutas de dicho mineral, en cualquiera de los escenarios planteados, respecto de las registradas durante el año 2019 que fueron cercanas a los \$149.756,8 millones. De esta forma, asumiendo para las proyecciones un precio constante igual al promedio registrado en el año de referencia,¹³ bajo el escenario tendencial la reconfiguración de la matriz de generación eléctrica,

¹³ Dado que este ejercicio pretende determinar el impacto en las cantidades demandadas de carbón para generación eléctrica en el monto de las regalías causadas bajo cada escenario, se consideró inicialmente el precio del mineral como

aún manteniendo en operación las ocho centrales carboeléctricas del centro del país, se espera que el valor bruto de las ventas anuales de carbón para generación eléctrica en Cundinamarca y Boyacá alcance los \$119.905,7 millones, lo cual representaría una disminución cercana al 20% en comparación con las registradas en el año 2019.

Figura 29. Escenarios proyectados del valor de las ventas de carbón para generación eléctrica con destino al SIN en el centro del país (COP millones constantes de 2019)



Fuente: Cálculos del autor

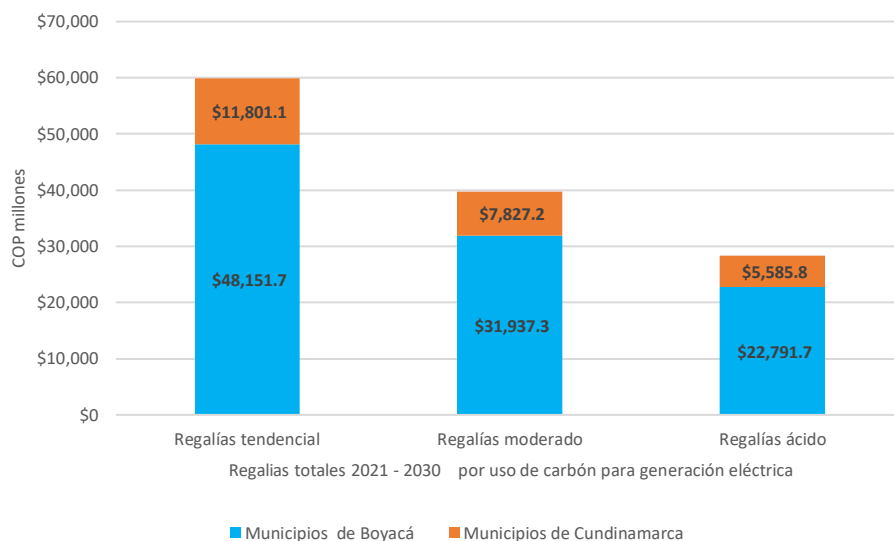
Bajo el escenario moderado, con la salida de operación progresiva de dos centrales carboeléctricas a finales del año 2023 y otras cinco al finalizar el año 2026, el valor anual agregado de las ventas de carbón para generación eléctrica en el centro del país disminuiría hasta los \$104.353,4 millones en los años 2024 a 2026 y hasta los \$30.929,9 millones a partir del año 2027, representando así reducciones del 30,3% y del 79,4% respectivamente en comparación con las ventas registradas en el año 2019. Bajo el escenario ácido, con la salida de las siete centrales carboeléctricas consideradas de baja eficiencia al finalizar sus compromisos de energía en firme a finales del 2023, se anticiparía la reducción de las ventas de carbón para generación eléctrica en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá, llegando a un valor cercano a los \$30.929,9 millones a partir del año 2024.

3.6 Regalías proyectadas por explotación de carbón con destino a la generación eléctrica en el centro del país

Utilizando los resultados de las proyecciones de consumo de carbón para generación eléctrica en el centro del país planteados en la sección 2.2 de este documento, se procedió a calcular las regalías asociadas a cada escenario, obteniendo los resultados que se muestran en la siguiente ilustración.

una constante que corresponde al promedio del precio base para el cálculo de regalías de carbón térmico de consumo interno establecido por la UPME para los cuatro trimestres de la vigencia 2019, es decir \$165.383/tonelada en boca de mina. Al final de la siguiente sección se incluyen consideraciones adicionales sobre las proyecciones de los precios del mineral y su impacto en las regalías.

Figura 30. Regalías proyectadas por escenario de consumo de carbón para generación eléctrica en el centro del país (COP millones constantes de 2019)



Fuente: cálculos del autor

Bajo el escenario tendencial, el cual asume la continuidad de todas las centrales de generación carboeléctrica más allá del año 2030, se estima que las regalías causadas por la utilización del carbón por parte de las termoeléctricas durante el periodo 2021 a 2030 ascendería a un total de \$59.952,8 millones, de los cuales \$48.151,7 millones (80.3%) serían causados en municipios localizados en el departamento de Boyacá y los restantes \$11.801,1 millones (19,7%) serían causados en los municipios pertenecientes al departamento de Boyacá.

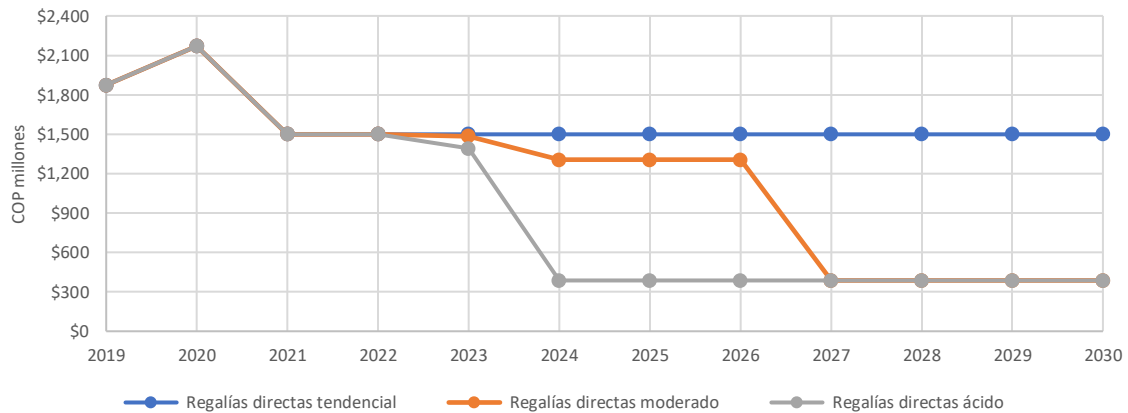
De otro lado, con el escenario moderado que supone la salida gradual de las centrales carboeléctricas menos eficientes (dos en noviembre de 2023 y cinco en diciembre de 2026), las regalías que se causarían por el uso de carbón para generación eléctrica durante el periodo 2021 a 2030 disminuirían en un 33,67% (\$20.188,3 millones) respecto del escenario tendencial, con lo cual llegarían a \$39.764,5 millones, de los cuales \$31.937,3 millones serían causadas en municipios de Boyacá y los restantes \$7.827,2 millones se originarían en municipios pertenecientes al departamento de Cundinamarca.

Finalmente bajo el escenario ácido, que a partir de criterios de eficiencia térmica plantea la salida de siete de las ocho plantas termoeléctricas del centro del país en noviembre del 2023, las regalías que se causarían por consumo de carbón para generación eléctrica con destino al SIN durante el periodo 2021 a 2030 caerían en cerca del 52,67% (\$31.575,3 millones) respecto del escenario tendencial, con lo cual en los municipios ubicados en el departamento de Boyacá se causarían cerca de \$22.791,7 millones y en los localizados en Cundinamarca se generarían los restantes \$5.585,8 millones por concepto de regalías asociadas al carbón.

En cuanto a las asignaciones directas de regalías a los municipios productores de carbón para generación eléctrica del centro del país, el comportamiento en cada escenario seguiría la misma tendencia presentada en los párrafos anteriores para la causación de regalías. Así, bajo el escenario tendencial se calcula que durante el periodo 2021 a 2030 los municipios productores del mineral

recibirían cerca de \$14.988,2 millones, mientras que en el escenario moderado recibirían \$9.941,1 millones y en el escenario ácido cerca de \$7.094,4 millones. La evolución anual de cada escenario se presenta en la siguiente ilustración.

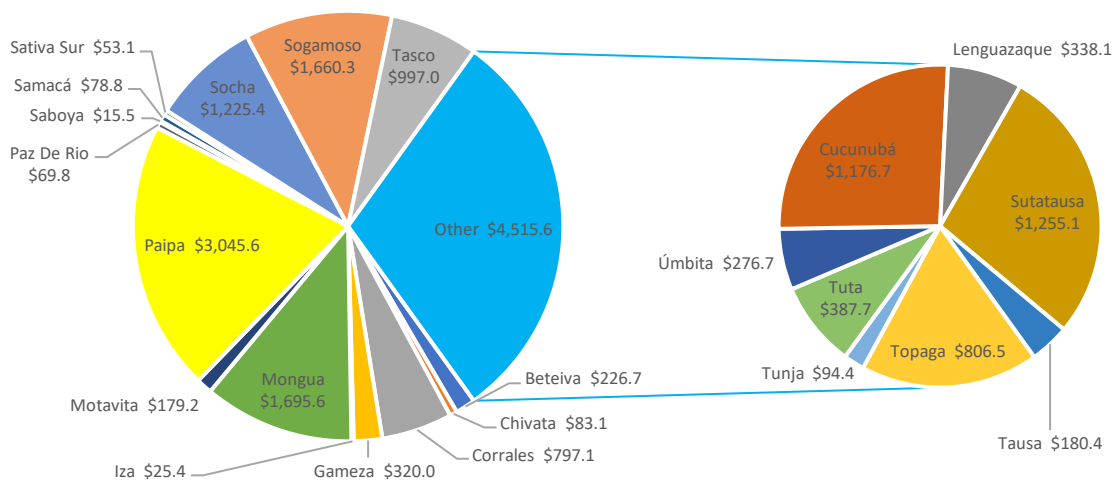
Figura 31. Proyecciones de las asignaciones directas municipales por concepto de regalías en escenarios de consumo de carbón para generación eléctrica en el centro del país (COP millones constantes de 2019)



Fuente cálculos del autor

Como se puede apreciar en la gráfica anterior, bajo el escenario tendencial se proyecta que las asignaciones directas de regalías municipales causadas por concepto de producción de carbón con destino a generación eléctrica en el centro del país se mantengan en un valor anual cercano a los \$1.498,8 millones, con lo cual los 19 municipios productores del mineral en el departamento de Boyacá percibirían aproximadamente \$1.203,8 millones anuales, y los 4 localizados en Cundinamarca, recibirían cerca de \$295 millones anualmente. En la siguiente ilustración se detalla el total de asignaciones directas que, bajo el escenario tendencial, percibiría cada uno de los municipios productores correspondiente al periodo 2021 a 2030.

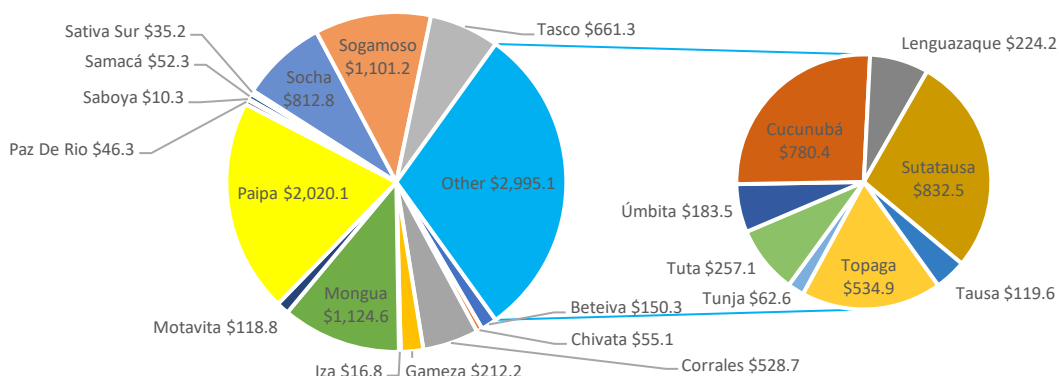
Figura 32. Escenario tendencial - Proyección de regalías directas por producción de carbón para generación eléctrica en el centro del país; acumulado periodo 2021 a 2030 (\$ COP millones)



Fuente: Cálculos del autor

Por su parte, bajo el escenario moderado con la salida de las centrales termoeléctricas de Paipa I y Zipa II a finales de 2023, se espera una reducción en las asignaciones directas anuales cercana al 13% entre los años 2024 a 2026, pasando a cerca de \$1304,4 millones anuales. A partir del año 2027, con la salida de las centrales termoeléctricas de Zipa III, IV y V y Paipa II y III, las asignaciones directas por concepto de regalías asociadas al carbón se reducirían hasta en un 74,2% respecto del escenario tendencial, llegando a representar un valor cercano a los \$386,6 millones anuales. La siguiente ilustración detalla el total de asignaciones directas que bajo el escenario moderado percibiría cada uno de los municipios productores correspondiente al periodo 2021 a 2030.

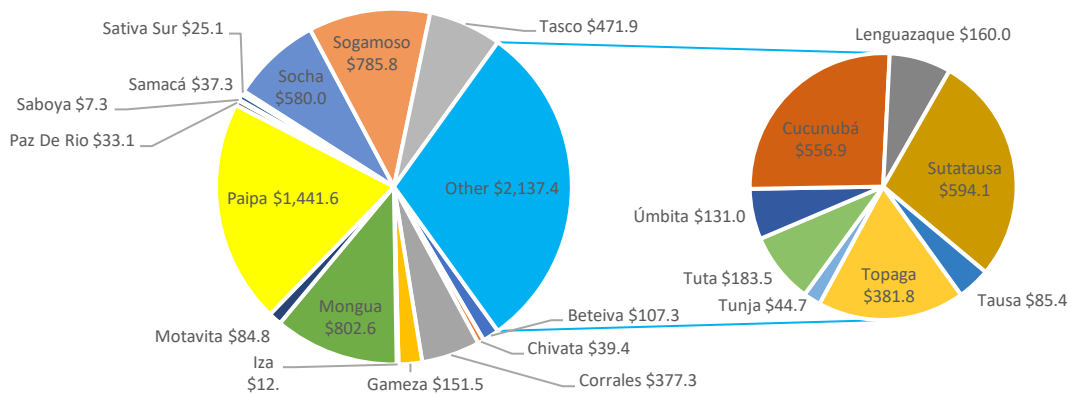
Figura 33. Escenario moderado - Proyección de regalías directas por producción de carbón para generación eléctrica en el centro del país; acumulado periodo 2021 a 2030 (COP millones)



Fuente: Cálculos del autor

Finalmente, bajo el escenario ácido la continuidad en operación únicamente de la central termoeléctrica Paipa IV y el cierre de las siete centrales térmicas restantes a partir de finales del año 2023, anticiparía la reducción proyectada de las asignaciones directas las cuales se calcula que asciendan a cerca de los 386, 6 millones anuales a partir del año 2024, representando una reducción anual cercana al 74,2% a partir de dicho año respecto del escenario tendencial. A continuación se presentan los valores totales de las asignaciones directas que percibiría cada municipio bajo el escenario ácido, para el periodo 2021 a 2030.

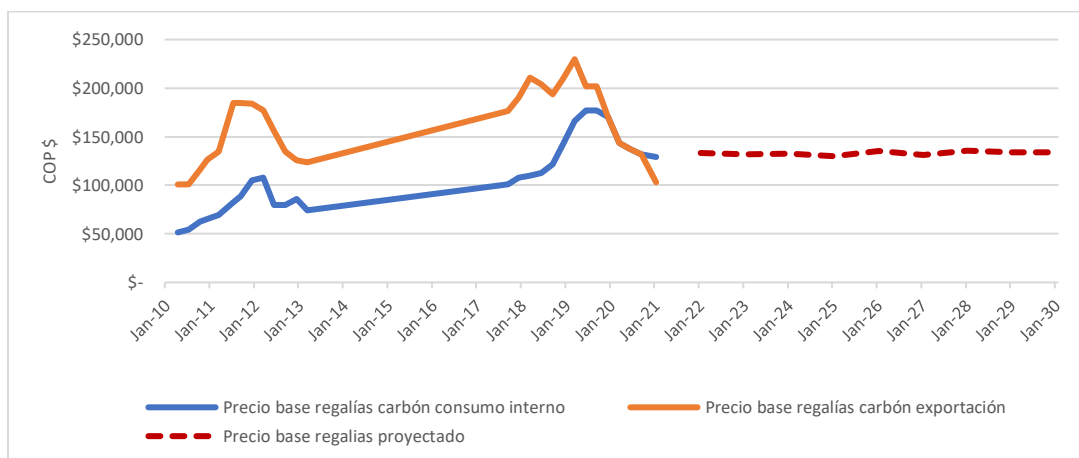
Figura 34. Escenario ácido - Proyección de regalías directas por producción de carbón para generación eléctrica en el centro del país; acumulado periodo 2021 a 2030 (COP millones)



Fuente: Cálculos del autor

Es de anotar que tanto las estimaciones del valor de las ventas brutas de carbón como de las regalías presentadas en los párrafos anteriores, pueden variar sustancialmente dependiendo del comportamiento futuro de los precios de comercialización del mineral, los cuales desde el segundo semestre del año 2019 han presentado un comportamiento negativo, ocasionado por las crecientes restricciones a su utilización, como consecuencia de las políticas de reducción de emisiones en el mundo y agudizado durante el año 2020 con la crisis global generada por la pandemia del Covid - 19. La siguiente gráfica ilustra la evolución de los precios base para el cálculo de regalías de carbón, tanto para consumo interno como para exportación, fijados por la UPME entre los años 2010 y 2020, así como las proyecciones efectuadas para los próximos 10 años [52].

Figura 35. Evolución y proyecciones de los precios base para el cálculo de regalías de carbón (COP\$)



Fuente: UPME, Jhon T. Boyd Company 2020

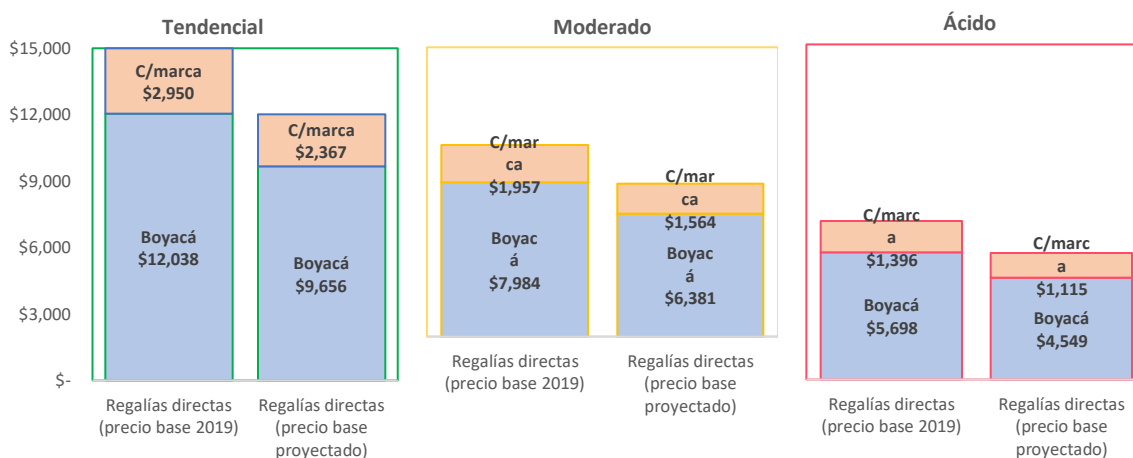
Como se puede observar, los precios en boca de mina para el carbón en Colombia (que son calculados descontando del precio de venta los costos de transporte, manejo y portuarios, y que sirven de base para el cálculo de las regalías), reflejan la crisis generada por los bajos precios internacionales del carbón a partir del segundo semestre del año 2019, llegando incluso a resultar inferiores los precios base del carbón de exportación que los de consumo interno¹⁴, situación que conllevó a que una multinacional de la talla de PRODECO, con explotaciones de carbón a gran escala en el norte del país, tomara la decisión de renunciar a sus títulos de explotación minera. [53]

De acuerdo con las proyecciones de precios de carbón efectuadas (UPME y Jhon T. Boyd Company, diciembre de 2020) se prevé que para el periodo 2021 a 2030 el precio del carbón registre una reducción en promedio del 19,5% respecto del promedio registrado en el año 2019, lo cual generaría una reducción de similar magnitud en las regalías directas que percibirían los municipios

¹⁴ Tal situación llevó a la necesidad de hacer un cambio normativo introducido por la Ley 2056 de 2020 en su artículo 19, párrafo 1, y vigente a partir de enero 1 de 2021, que establece que “El precio base de liquidación de las regalías de los minerales de exportación podrá ser inferior al del precio base de liquidación de regalías del mismo mineral de consumo interno si, al aplicar la metodología para la fijación del precio base de liquidación y pago de regalías, así resultare como consecuencia de las condiciones de mercado del periodo en que deba aplicarse”.

productores de carbón, en este caso con destino a la generación eléctrica en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá, tal como se presenta en la siguiente ilustración.

Figura 36. Comparativa proyección de regalías directas por producción de carbón para generación eléctrica en el centro del país; acumulado periodo 2021 a 2030 (COP millones)



Fuente: cálculos del autor

Si se consideran las proyecciones anuales de variación en el precio del carbón, bajo el escenario tendencial las regalías directas que percibirían los municipios productores de este mineral para generación eléctrica durante el periodo 2021 a 2030 serían del orden de \$12.023 millones, mientras que bajo el escenario moderado serían cercanas a \$7.944 millones y en el escenario ácido disminuirían hasta los \$5.664 millones. Estos escenarios, considerando las proyecciones de precios del carbón, representan reducciones del 19,78%, 20,08% y 20,4% respectivamente, frente a los mismos escenarios si se considera un precio constante para el carbón igual al promedio registrado en el año 2019.

4. Conclusiones y recomendaciones

A partir de los cálculos y análisis efectuados del consumo actual y proyectado de carbón para generación termoeléctrica y su incidencia fiscal en los municipios del centro del país, a continuación se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones.

4.1 Conclusiones

Este estudio permitió aproximar las implicaciones de la transición energética a un nivel regional, focalizando el análisis en el impacto sobre el consumo de carbón para generación termoeléctrica en el centro del país, y sus consecuencias en términos del cambio en la demanda regional de dicho consumo durante la última década, así como en las proyecciones para las dos siguientes. También fue posible calcular el impacto esperado sobre el valor de las ventas brutas de carbón y las regalías asociadas a la explotación del mineral que se consume para la generación eléctrica en el centro del país; específicamente se determinó el impacto en las asignaciones directas que por dicho concepto

recibirían los municipios productores de los departamentos de Boyacá y Cundinamarca, utilizando el nuevo esquema de distribución de regalías vigente en el el país a partir del año 2021.

En desarrollo del estudio, se identificó e incorporó nueva información sobre la procedencia del carbón adquirido por las empresas de generación termoeléctrica, y se empleó una metodología rigurosa de contabilidad energética que permitió precisar los cálculos históricos sobre consumo de dicho mineral, lo que a su vez permitió mejorar las proyecciones de consumo esperado de carbón y de las emisiones asociadas de gases de efecto invernadero para cada una de las plantas de generación carboeléctrica que operan en el centro del país. Los resultados específicos del estudio se concretan en las siguientes conclusiones:

- Se encontró que el carbón ha participado con un promedio del 7.3% de la generación eléctrica con destino al Sistema Interconectado Nacional durante el periodo 2010 a 2020, con un rango comprendido entre el 0,8% y el 17,5% del total, destacándose el crecimiento de su participación durante los años 2019 y 2020, con un promedio anual del 10.4% y del 12,2% respectivamente, explicado por aspectos como la entrada en operación plena de las plantas de Gecelca en el norte del país, el aumento en el precio del gas natural, los bajos precios del carbón y los bajos niveles de los embalses durante los meses de septiembre de 2019 a junio de 2020. Vale anotar que durante dichos meses la generación a carbón constituyó en promedio el 51,4% de la generación termoeléctrica nacional, superando el aporte del gas natural y otros combustibles fósiles juntos.
- Con la aplicación del procedimiento de contabilidad energética utilizado en este trabajo, se calculó el consumo de carbón de cada central carboeléctrica que aporta al SIN, concluyendo que el consumo agregado del mineral para generación eléctrica en el periodo 2010 a 2020 fue de 19,94 millones de toneladas de carbón, con promedio anual de 1,81 millones de toneladas. Así mismo, se encontró que el consumo anual ha tenido un notable incremento en los últimos años, llegando a 2,72 millones de toneladas en 2019 y a 3,21 millones de toneladas en 2020, años en los cuales se empleó cerca del 51% de la capacidad de generación total de las catorce centrales termoeléctricas con que cuenta el país.
- La entrada en operación de las nuevas centrales termoeléctricas en el norte de Colombia ha ocasionado una recomposición en cuanto a los volúmenes regionales de carbón consumido para generación eléctrica, con lo que el centro del país ha venido perdiendo de manera notoria su participación en dicho consumo, pasando de promedios de entre 70% y 80% al inicio de la década a cifras cercanas al 30% entre los años 2018 a 2020.
- En términos absolutos, se determinó que el volumen de carbón consumido por las ocho centrales carboeléctricas localizadas en el centro del país durante el periodo 2010 a 2020 ha sido de 9,99 millones de toneladas de carbón, con un promedio anual de 0,91 millones de toneladas, con su pico más alto en el año 2015 donde se consumieron 1,52 millones de toneladas de carbón. Vale anotar que para el año 2019 dichas centrales consumieron 0,91 millones de toneladas de carbón, de las cuales el 95,8% del carbón provino de explotaciones mineras localizadas en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá, y el restante 4,2% provino de los departamentos de Norte de Santander y Antioquia.
- Se identificaron diecinueve municipios de Boyacá y cuatro de Cundinamarca que proveen el carbón utilizado en la generación termoeléctrica del centro del país. Se calculó que desde

los municipios de Boyacá se surte aproximadamente el 76,9% del carbón demandado por dichas termoeléctricas, cerca de 696,4 miles de toneladas en 2019, que a su vez corresponden al 63,3% del total del carbón producido por los 19 municipios identificados y al 43,9% del carbón producido en todo el departamento. Por su parte, desde los municipios de Cundinamarca se provee el 18,9% del carbón consumido por las termoeléctricas del centro del país, cerca de 170,7 miles de toneladas, que corresponden al 11,6% del carbón producido en los 4 municipios identificados y al 7,8% de la producción total del departamento.

- De acuerdo con las estimaciones efectuadas, el valor de las ventas brutas del carbón utilizado en la generación eléctrica en el centro del país en el año 2019 fue cercano a los \$149.756,8 millones. A su vez las regalías causadas por la explotación de dicho carbón correspondieron a \$7.169,94, de las cuales \$5.758,61 millones (80,3%) se causaron en los diecinueve municipios de Boyacá y \$1.411,33 millones (19,7%) en los cuatro municipios de Cundinamarca.
- Con el cambio reciente en el sistema de distribución de regalías (Ley 2056 de 2020), se encontró que las asignaciones directas a los municipios productores por concepto del carbón destinado a la generación eléctrica en el centro del país, tomando como base la producción registrada en el año 2019, pasaron de aproximadamente \$803,03 millones a cerca de \$1.792,5 millones, de los cuales \$1.439,7 millones (80,3%) corresponden a municipios del departamento de Boyacá, y \$352,8 millones (19,7%) a municipios del departamento de Cundinamarca. Bajo el nuevo régimen, la participación de éstas asignaciones directas en los ingresos corrientes municipales varía en un rango comprendido entre el 0,01% y el 9,5%, siendo los municipios de mayor participación Mongüa, Tópaga, Tasco, Corrales y Socha, en el departamento de Boyacá, además de Sutatausa y Cucunubá en el departamento de Cundinamarca.
- La apuesta del gobierno colombiano por incentivar el uso de fuentes no convencionales para la generación eléctrica, y la posible entrada en operación de la central eléctrica de Hidroituango, ha conllevado a la pérdida de interés de los inversionistas para el desarrollo de nuevos proyectos basados en la quema de carbón térmico, ocasionando la congelación de iniciativas en curso. Por lo anterior, en un escenario de línea base, manteniendo en operación la totalidad del parque carboeléctrico hasta el año 2030, se estima que el consumo anual de carbón en el centro del país sería en promedio de 0,73 millones de toneladas año entre los años 2021 a 2030.
- La entrada en operación de los nuevos proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes no convencionales, y de almacenamiento de energía eléctrica con baterías permitirá que el gobierno colombiano considere decisiones sobre el cierre de las centrales carboeléctricas obsoletas y con menores niveles de eficiencia. Bajo un escenario moderado, que considera un hipotético cierre progresivo de siete de las ocho centrales localizadas en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá, se estima que el consumo de carbón para generación eléctrica en el centro del país disminuiría hasta un promedio anual de 0,63 millones de toneladas, en el periodo comprendido entre los años 2024 a 2026, y hasta 0,19 millones de toneladas a partir del año 2027. Bajo un escenario ácido, de cierre anticipado de las siete centrales carboeléctricas en el año 2023, el consumo de carbón para generación

eléctrica en el centro del país se estima que se reduzca hasta los 0,19 millones de toneladas a partir de 2024.

- En cuanto a las regalías proyectadas por la producción de carbón para generación eléctrica en el centro del país, se encontró que bajo el escenario de línea base (manteniendo las ocho unidades carboeléctricas en operación) alcanzarían un total de \$59.952,8 millones para el período 2021 a 2030, mientras que bajo el escenario moderado (cierre progresivo de 7 unidades en noviembre de 2023 y diciembre de 2026) disminuirían en 33,67% llegando a \$39.764,5 millones, y bajo un escenario ácido (cierre anticipado de 7 unidades carboeléctricas en noviembre de 2023), las regalías a causar por dicho este concepto caerían en un 52,67% hasta los \$31.575,3 millones. El valor proyectado para las regalías en cada escenario podría disminuir hasta en un 19,5% adicional, si se consideran las recientes predicciones sobre comportamiento futuro del precio del carbón (UPME y Jhon T. Boyd Company, diciembre de 2020).
- En relación con las estimaciones efectuadas sobre los ingresos de los 23 municipios productores por concepto de asignaciones directas de regalías causadas por la producción de carbón para generación eléctrica en el centro del país, se encontró que bajo el escenario de línea base durante el período 2021 a 2030 sumarían cerca de \$14.988, mientras que bajo el escenario moderado serían de aproximadamente \$9.941 millones y en el escenario ácido disminuirían hasta los \$7.094 millones. Con las proyecciones de reducción de precio del carbón, dichas asignaciones podrían disminuir en un 19,5% adicional.
- Finalmente, en relación con las emisiones de gases de efecto invernadero, se encontró que las 14 plantas carboeléctricas con que cuenta el SIN generaron durante el año 2019 cerca de 6,75 millones de toneladas equivalentes de CO₂, que representaron el 56,6% del total de las emisiones asociadas a la red eléctrica nacional para el mismo año. De manera más específica, las ocho plantas carboeléctricas localizadas en Cundinamarca y Boyacá ocasionaron emisiones durante el mismo año cercanas a los 2,4 millones de toneladas equivalentes de CO₂, que correspondieron al 20,14% del total de emisiones producidas en la misma red. Bajo el escenario moderado, de cierre progresivo de 7 plantas carboeléctricas del centro del país, el total de emisiones para el periodo 2021 a 2030 se reduciría en cerca de 6,3 millones de toneladas equivalentes de CO₂ en comparación con el escenario base, mientras que bajo el escenario ácido, de cierre anticipado de las 7 plantas consideradas ineficientes, las emisiones de CO₂ equivalente para el mismo periodo disminuirían en 9,9 millones de toneladas respecto del escenario tendencial.
- Al momento de escribir este documento, en Colombia se lleva a cabo la discusión sobre la pertinencia de grabar la quema de carbón para generación eléctrica con el impuesto a las emisiones de gases de efecto invernadero, conocido como el Impuesto Nacional al Carbono. [54] Un cálculo sencillo a partir de los resultados de este estudio permite afirmar que con la tarifa vigente por tonelada emitida de CO₂,¹⁵ y de mantenerse los promedios de uso de consumo de carbón para generación eléctrica registrados en el año 2019, el recaudo por

¹⁵ La Resolución 007 de 2021 de la DIAN establece la tarifa del impuesto al carbono para el año 2021 en \$17.660 por tonelada emitida de CO₂. Vale anotar que según lo dispuesto en el artículo 222 de la Ley 1819 de 2016, "la tarifa por tonelada de CO₂ se ajustará cada primero de febrero con la inflación del año anterior más un punto hasta que sea equivalente a una (1) UVT por tonelada de CO₂", valor que para el año 2021 es de \$36.308. [61]

concepto de dicho impuesto sería del orden de \$119.205 millones de pesos (cerca de \$16.740 por MW generado), de los cuales aproximadamente \$42.384 millones se causarían por la quema de carbón usado en la generación termoeléctrica en el centro del país, lo cual representa cerca del 28,3% del valor de las ventas brutas del carbón producido en Cundinamarca y Boyacá para dicho uso.

4.2 Recomendaciones

Las cifras analizadas a lo largo del documento en relación con el uso del carbón para generación eléctrica evidencian que Colombia se encuentra ante una disyuntiva en el corto y mediano plazo, consistente de un lado en continuar, y eventualmente fortalecer, la generación termoeléctrica como estrategia para disminuir la vulnerabilidad climática de su sistema de generación eléctrica, y por otro lado, cumplir con sus compromisos internacionales de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de la red eléctrica nacional, fomentando para esto la sustitución de las fuentes de energías fósiles por renovables.

Ante dicha disyuntiva, el Gobierno Nacional le ha dado prioridad a la opción de mitigar sus emisiones y apostarle en el entretanto al gas natural como el combustible de la transición energética. No obstante, los datos de participación del carbón en la generación eléctrica, especialmente entre los años 2018 a 2020, indican que dicho mineral continúa siendo esencial para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional y la estabilidad de los precios de generación.

De otro lado, se encontró que las regalías directas por la explotación del carbón en el centro del país con destino a la generación eléctrica, representa una parte significativa (superior al 3%) de los ingresos corrientes de al menos cinco municipios del departamento de Boyacá, y dos del departamento de Cundinamarca, e ingresos menores en otros dieciséis municipios de ambos departamentos.

En este contexto se plantean las siguientes recomendaciones de política pública derivadas del análisis de la información antes presentada:

- Como medida de adaptación al cambio climático y como protección ante la escasez y las fluctuaciones del precio del gas natural, es recomendable que durante la siguiente década el carbón continúe haciendo parte de la matriz de generación eléctrica nacional, por lo que las decisiones que se tomen en cuanto a continuidad o no de las plantas carboeléctricas ineficientes, deben considerar criterios de gradualidad, tal como se propone en el escenario moderado considerado en este documento.
- En todo caso, dado el gran potencial y la alta calidad del carbón térmico producido en el centro del país, cualquier decisión de cierre de las centrales carboeléctricas de Cundinamarca y Boyacá debe contemplar la viabilidad técnica y económica de su reemplazo por unidades supercríticas y/o ultra-supercríticas, con altos niveles de eficiencia térmica y bajas emisiones, así como priorizar su ubicación en los mismos departamentos, para mitigar el impacto social que pueda ocasionar un eventual cierre de las plantas que operan actualmente.
- Para alinearse con los compromisos internacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y de carbono – neutralidad, es aconsejable que las empresas

generadoras de energía carboeléctrica, con el apoyo del Gobierno Nacional, implementen acciones de compensación de emisiones que involucren el trabajo comunitario y que potencien nuevas alternativas productivas en las regiones productoras del carbón. Este aspecto es particularmente deseable en los municipios productores de carbón de Boyacá y Cundinamarca con gran vocación forestal y ambiental.

- Como medida para atender los impactos de la pérdida de participación del centro del país en el mercado nacional de carbón de consumo interno, y ante la creciente incertidumbre sobre la demanda futura de dicho mineral para generación eléctrica, resulta necesario que el Estado colombiano, en sus diferentes niveles, promueva programas de reconversión productiva en los 23 municipios carboníferos identificados en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá, que suministran dicho mineral para la generación eléctrica nacional. Particularmente, se recomienda priorizar tales esfuerzos en los municipios con mayor dependencia fiscal en dicho suministro de carbón, como lo son Mongüa, Tópaga, Tasco, Corrales y Socha, en el departamento de Boyacá, y Sutatausa y Cucunubá en el departamento de Cundinamarca.
- Por otro lado, como complemento a los resultados del presente estudio y como insumo para focalizar las intervenciones del Estado, es recomendable que en futuros trabajos se aborde el análisis de las implicaciones sociales que puede conllevar el proceso de transición energética en las zonas tradicionalmente productoras de carbón, en aspectos como pérdida de empleos, impactos en las dinámicas económicas locales, niveles de pobreza, calidad de vida y otros aspectos derivados del debilitamiento de las cadenas productivas asociadas a la producción de carbón a mediana y pequeña escala en el centro del país.

Anexo 1: Detalles de las predicciones de consumo de carbón para generación termoeléctrica en el centro del país, realizada en SPSS

Descripción del modelo

ID de modelo			Tipo de modelo
	PAIPA1	Modelo_1	Estacional simple
	PAIPA2	Modelo_2	Estacional simple
	PAIPA3	Modelo_3	Estacional simple
	PAIPA4	Modelo_4	Estacional simple
	ZIPA2	Modelo_5	Estacional simple
	ZIPA3	Modelo_6	Estacional simple
	ZIPA4	Modelo_7	Estacional simple
	ZIPA5	Modelo_8	Estacional simple

El Modelo Estacional Simple, también conocido como de Suavizado Exponencial Simple, tiene la siguiente formula:

$$F_t = F_{t-1} + \alpha(D_{t-1} - F_{t-1})$$

Notación

F_t – Pronóstico del periodo t

D_t – Valor observado en el periodo t

α – constante de suavizamiento o alisado

Para efectos de la estimación econométrica, la fórmula se puede reescribir como:

$$F_t = F_{t-1} + \alpha D_{t-1} - F_{t-1}$$

$$F_t = \alpha D_{t-1} + (1 - \alpha) F_{t-1}$$

El pronóstico de la serie de tiempo en t resulta del pronóstico anterior en el tiempo t- 1 mas el producto del error del pronóstico en el tiempo t-1 y el factor de descuento α .

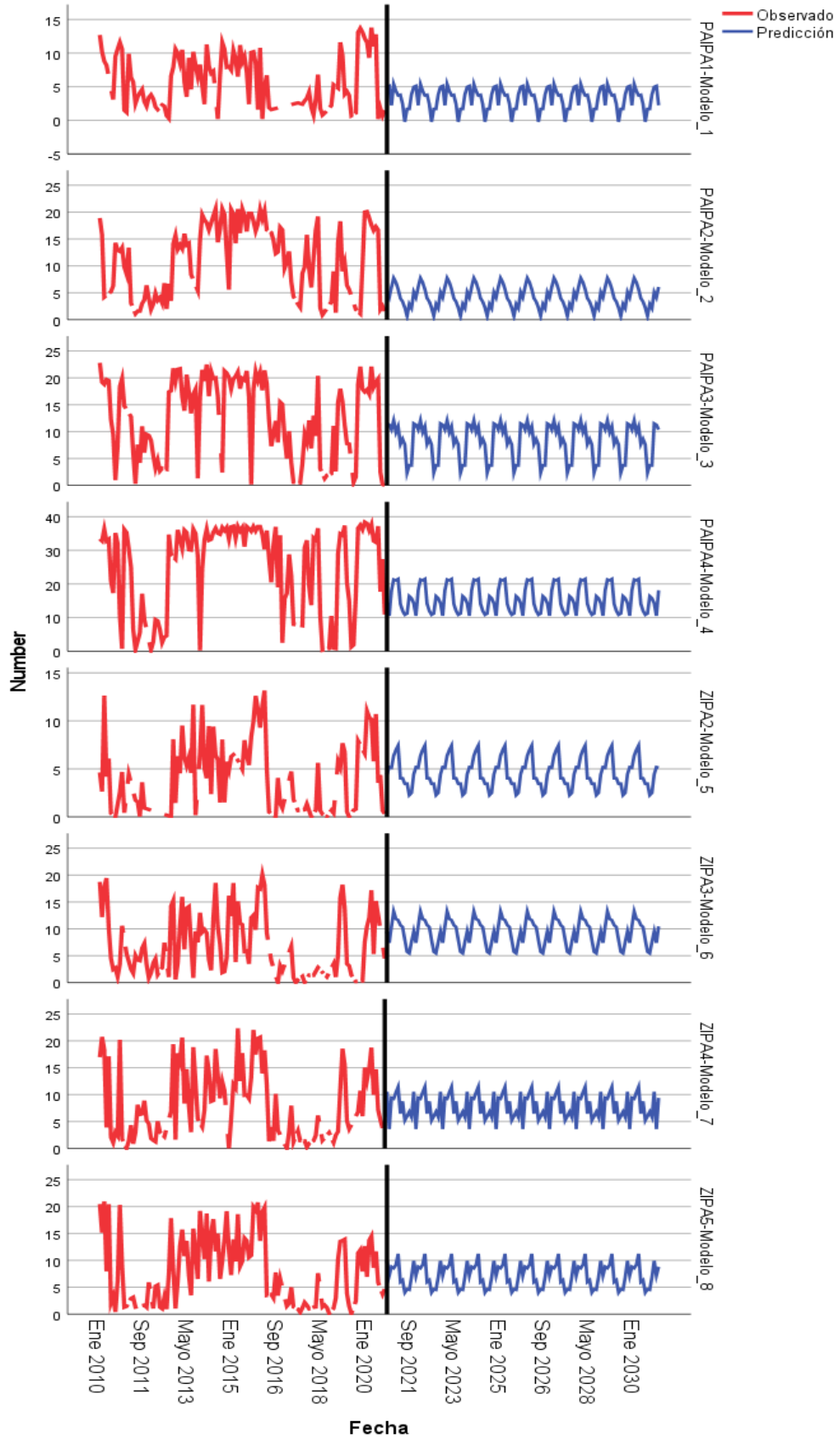
Parámetros del modelo de suavizado exponencial

Modelo			Estimación	SE	t	Sig.
PAIPA1-Modelo_1	Ninguna	Alfa (nivel)	,400	,079	5,073	,000
	transformación	Delta (estacionalidad)	7,722E-6	,083	9,341E-5	1,000
PAIPA2-Modelo_2	Ninguna	Alfa (nivel)	,700	,089	7,885	,000
	transformación	Delta (estacionalidad)	1,348E-5	,157	8,609E-5	1,000
PAIPA3-Modelo_3	Ninguna	Alfa (nivel)	,400	,075	5,341	,000
	transformación	Delta (estacionalidad)	8,088E-5	,058	,001	,999
PAIPA4-Modelo_4	Ninguna	Alfa (nivel)	,700	,089	7,883	,000
	transformación	Delta (estacionalidad)	4,657E-6	,092	5,037E-5	1,000

ZIPA2-Modelo_5	Ninguna	Alfa (nivel)	,300	,072	4,161	,000
	transformación	Delta (estacionalidad)	2,074E-5	,067	,000	1,000
ZIPA3-Modelo_6	Ninguna	Alfa (nivel)	,500	,085	5,900	,000
	transformación	Delta (estacionalidad)	7,037E-6	,079	8,961E-5	1,000
ZIPA4-Modelo_7	Ninguna	Alfa (nivel)	,400	,076	5,273	,000
	transformación	Delta (estacionalidad)	3,070E-5	,081	,000	1,000
ZIPA5-Modelo_8	Ninguna	Alfa (nivel)	,400	,077	5,198	,000
	transformación	Delta (estacionalidad)	4,523E-5	,060	,001	,999

Estadísticos del modelo

Modelo	Número de predictores	Estadísticos de ajuste del modelo		Ljung-Box Q(18)			Número de valores atípicos
		R cuadrado estacionaria	Estadísticos	DF	Sig.		
PAIPA1-Modelo_1	0	,681	22,006	16	,143	0	
PAIPA2-Modelo_2	0	,476	27,149	16	,040	0	
PAIPA3-Modelo_3	0	,700	18,298	16	,307	0	
PAIPA4-Modelo_4	0	,562	18,639	16	,288	0	
ZIPA2-Modelo_5	0	,754	37,763	16	,002	0	
ZIPA3-Modelo_6	0	,579	30,034	16	,018	0	
ZIPA4-Modelo_7	0	,734	26,614	16	,046	0	
ZIPA5-Modelo_8	0	,747	22,412	16	,130	0	



Referencias

- [1] Congreso de Colombia, *Ley 1844 de 2017, por medio de la cual se aprueba el “Acuerdo de París”, adoptado el 12 de diciembre de 2015, en París, Francia.*
- [2] Presidencia de Colombia, «Intervención del presidente Ivan Duque en la Cumbre sobre el Cambio Climático en Naciones Unidas, septiembre 23 de 2019,» [En línea]. Available: <https://id.presidencia.gov.co/Paginas/prensa/2019/Intervencion-del-Presidente-Ivan-Duque-en-la-Cumbre-sobre-el-Cambio-Climatico-en-Naciones-Unidas-190923.aspx>. [Último acceso: 3 marzo 2021].
- [3] UPME, «Comunicado de prensa 05 de 2019,» [En línea]. Available: https://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado_05_2019.pdf. [Último acceso: 29 enero 2021].
- [4] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, *Resolución 098 de 2019 “por la cual se definen mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el SIN.*
- [5] Gobierno de Colombia, «Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC), diciembre 10 de 2020,» [En línea]. Available: <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Colombia%20First/NDC%20actualizada%20de%20Colombia.pdf>. [Último acceso: 2021 marzo].
- [6] UPME, «Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019 – 2028,» [En línea]. Available: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Hidrocarburos.aspx>. [Último acceso: 7 febrero 2021].
- [7] Fedesarrollo, «Pequeña y mediana minería de carbón del interior del país: alternativa de comercialización y financiación a partir de la conformación de alianzas estratégicas,» 2011.
- [8] Congreso de Colombia, *Ley 2056 de 2020, “Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías.*
- [9] Argüello, R., Calderón, S., Nieto, A., y otros, «Evaluación económica de los compromisos de Colombia en el marco de COP21,» Bogotá, 2017.
- [10] BP, «Statistical Review of World Energy 2020/ 69th edition,» [En línea]. Available: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. [Último acceso: 29 enero 2021].
- [11] BP, «Energy Outlook 2020,» [En línea]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf>. [Último acceso: 28 enero 2021].
- [12] IEA, «World Energy Outlook 2020,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>. [Último acceso: 29 enero 2021].
- [13] Europa press, «El Gobierno asume el cierre en 2020 de las centrales térmicas que no hayan realizado inversiones,» 11 julio 2018. [En línea]. Available: <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-gobierno-asume-cierre-2020-centrales-termicas-no-hayan-realizado-inversiones-20180711150149.html>. [Último acceso: 18 enero 2021].

- [14] Universidad Técnica Federico Santa María , «Descarbonización adelantada en Chile,» 10 noviembre 2020. [En línea]. Available: <https://noticias.usm.cl/2020/11/10/descarbonizacion-adelantada-en-chile/>. [Último acceso: 28 enero 2021].
- [15] IEA, «Indicadores clave de demanda energética estimada, emisiones de CO2 e inversión, 2020 en relación con 2019,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/key-estimated-energy-demand-co2-emissions-indicadores-de-inversión-2020-relativos-a-2019>. [Último acceso: 29 enero 2021].
- [16] Congreso de Colombia, *Ley 141 de 1994, Artículo 16, modificado por el Artículo 16 de la Ley 756 de 2002*.
- [17] Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia, «Presentación sobre presupuesto del Sistema General de Regalías 2021 - 2022,» [En línea]. Available: http://www.urf.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-149912%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased . [Último acceso: 26 enero 2021].
- [18] Diario Económico La República, «Pese a la mala hora del carbón, Drummond y Cerrejón seguirán dejando regalías a la Nación,» 2 marzo 2021. [En línea]. Available: <https://www.larepublica.co/empresas/produccion-de-drummond-y-cerrejon-seguira-dejando-impuestos-y-regalias-este-ano-3132961>. [Último acceso: 7 marzo 2021].
- [19] Ministerio de Minas y Energía, «Planeación estratégica 2018-2022 Sub-sector de Minería,» Bogotá, 2018.
- [20] Diario El Tiempo, «Haremos lo menos traumática la transición por caso Prodeco’: ANM,» 13 febrero 2021. [En línea]. Available: <https://www.eltiempo.com/unidad-investigativa/presidente-de-la-anm-habla-de-la-salida-de-prodeco-566763>. [Último acceso: 7 marzo 2021].
- [21] Ministerio de Minas y Energía, «Diversificación de la canasta minera y formalización, apuestas del Gobierno Nacional para la reactivación,» 2 marzo 2021. [En línea]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/en/web/10180/1332?idNoticia=24274685>. [Último acceso: 7 marzo 2021].
- [22] UPME, «Plan Energético Nacional 2020 - 2050,» 2021. [En línea]. Available: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Plan-Energetico-Nacional-2050.aspx>. [Último acceso: 2021 marzo 4].
- [23] XM, «Parámetros Técnicos del SIN,» [En línea]. Available: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>. [Último acceso: 11 enero 2021].
- [24] XM, «Generación SIN- Resolución Mensual,» [En línea]. Available: <https://www.xm.com.co/Paginas/Indicadores/Oferta/Indicador-generacion-sin.aspx> . [Último acceso: 11 enero 2021].
- [25] UPME, «Balance Energético Colombiano – BECO,» [En línea]. Available: <http://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/PETROLEO.aspx>. [Último acceso: 2021 enero 28].
- [26] Asociación Nacional de Empresas Generadoras - ANDEG, «Noticias: Alistan 1.000 megas térmicas como respaldo en generación,» 11 noviembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.andeg.org/2020/11/11/alistan-1-000-megas-termicas-como-respaldo-en-generacion/>. [Último acceso: 7 marzo 2021].

- [27] Diario Económico Portafolio, «Carbón, ficha clave en la generación de energía,» 16 enero 2020. [En línea]. Available: <https://www.portafolio.co/economia/carbon-ficha-clave-en-la-generacion-de-energia-537184>. [Último acceso: 7 marzo 2021].
- [28] XM, «Capacidad del SIN,» [En línea]. Available: <https://www.xm.com.co/Paginas/Indicadores/Oferita/Indicador-capacidad-sin.aspx>. [Último acceso: 11 enero 2021].
- [29] GE Power, «RAISING THE BAR ON COAL PLANT EFFICIENCY Ultra-Supercritical & Advanced Ultra-Supercritical Technology,» [En línea]. Available: <https://www.ge.com/power/steam/steam-power-plants/advanced-ultra-supercritical-uscausc>. [Último acceso: 4 marzo 2021].
- [30] UPME, «Contrato 015 de 2016, suscrito con Consorcio Sergeing - Sisacoal- RMR,» Bogota, 2017.
- [31] INGEOMINAS, «El carbón colombiano, recursos reservas y calidad, pag. 29,» Bogotá, 2004.
- [32] UPME, XM, MINENERGIA, IDEAM, «Cálculo del factor de emisiones de la red de energía eléctrica en Colombia,» diciembre 2020. [En línea]. Available: https://www1.upme.gov.co/siame/Documents/Calculo-FE-del-SIN/Documento_calculo_FE_del_SIN_2019_Dic_2020.pdf#search=factor%20emisi%C3%B3n. [Último acceso: 11 marzo 2021].
- [33] Ministerio de Minas y Energía, «2020 - La transición energética de Colombia – Memorias al Congreso junio de 2019 a junio de 2020,» Bogotá, 2020.
- [34] P. Magazine, «Colombia lanzará una nueva subasta para instalar 5 GW renovables en 2021,» 11 noviembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/11/11/colombia-lanzara-una-nueva-subasta-para-instalar-5-gw-renovables-en-2021/>. [Último acceso: 15 enero 2021].
- [35] Diario Económico Portafolio, «Por la pandemia, Hidroituango entraría en operación en 2022,» 12 junio 2020. [En línea]. Available: <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/por-la-pandemia-hidroituango-entraria-en-operacion-en-2022-541728>. [Último acceso: 15 enero 2021].
- [36] Diario Económico Portafolio, «TermoTasajero III cancela su proyecto para la generación de energía,» 24 mayo 2018. [En línea]. Available: <https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/termotasajero-iii-cancela-su-proyecto-para-la-generacion-de-energia-517463>. [Último acceso: 28 01 2021].
- [37] Monitor Global Energy Wiki, «Central Térmica Termopaipa,» [En línea]. Available: https://www.gem.wiki/Central_T%C3%A9rmica_Termopaipa. [Último acceso: 15 enero 2021].
- [38] Diario El Tiempo, «Térmica no irá a subasta por trato desigual frente a Hidroituango,» 13 febrero 2019. [En línea]. Available: <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/termoelectrica-denuncia-trato-desigual-frente-a-hidroituango-326374>. [Último acceso: 15 enero 2021].
- [39] UPME, «Sistema de Información Eléctrico Colombiano,» [En línea]. Available: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Inscripci%C3%B3ndeProyectosdeGeneraci%C3%B3n/tabid/113/Default.aspx>. [Último acceso: 15 enero 2021].
- [40] IBM, «Knowledge Center,» [En línea]. Available: https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/es/SSLVMB_sub/statistics_mainhelp_ddi/ta/spss/trends/idh_idd_exp_smooth_crit.html. [Último acceso: 14 enero 2021].

- [41] CELEBERRIMA.COM, «CELEBERRIMA.COM,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.celeberrima.com/suavizado-exponencial-simple-ejemplo-y-formula/>. [Último acceso: 10 04 2021].
- [42] UPME, [En línea]. Available: <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Paginas/UPME-STR-01-2020-Almacenamiento-de-Energ%C3%ADa-con-Baterias-Atlantico.aspx>. [Último acceso: 6 marzo 2021].
- [43] XM, «Subasta energía firme: tercera subasta de energía firme (2022 - 2023),» [En línea]. Available: <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/tercera-subasta-de-energia-firme.aspx>. [Último acceso: 15 febrero 2021].
- [44] Revista Semana, «Redicir las emisiones de gases al 51%, ¿una meta posible?,» [En línea]. Available: <https://sostenibilidad.semana.com/impacto/articulo/reducir-las-emisiones-de-gases-al-51-al-2030-una-meta-posible---colombia-hoy/58160>. [Último acceso: 15 febrero 2021].
- [45] UPME, «Boletín Estadístico de Minas y Energía,» Bogotá, 2018.
- [46] UPME, «Sistema de Información Minero Colombiano - SIMCO,» 2021. [En línea]. Available: <https://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/carbon.aspx>. [Último acceso: 12 Febrero 2021].
- [47] DANE, «Cuentas nacionales departamentales,» [En línea]. Available: <https://www.dane.gov.co>. [Último acceso: 11 febrero 2021].
- [48] Ministerio de Minas y Energía, «Censo Minero Departamental 2010 - 2011,» Bogotá, 2012.
- [49] Congreso de Colombia, *Artículo 16 de la ley 141 de 1994, "Por la cual se crean el Fondo Nacional de Regalías, la Comisión Nacional de Regalías, se regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables, se establecen las reglas.*
- [50] Congreso de Colombia, *Ley 2056 de 2020 "Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del sistema general de regalías".*
- [51] DNP, «TerriData,» [En línea]. Available: <https://terridata.dnp.gov.co/>. [Último acceso: 11 febrero 2021].
- [52] UPME y Jhon T. Boyd Company, «Análisis prospectivo del mercado nacional e internaciona del carbón producido en Colombia,» Bogotá, diciembre 27 de 2020.
- [53] Diario Económico La República, «La devolución de títulos mineros del Grupo Prodeco augura una crisis de las regalías,» 8 febrero 2021. [En línea]. Available: <https://www.larepublica.co/economia/la-devolucion-de-titulos-mineros-del-grupo-prodeco-augura-una-tesis-de-regalias-3121666>. [Último acceso: 2021 marzo 4].
- [54] Diario Económico Portafolio, «Impuesto al carbón aumentaría costo de energía,» 6 abril 2021. [En línea]. Available: <https://www.portafolio.co/economia/impuesto-al-carbon-aumentaria-costo-de-energia-550674>. [Último acceso: 14 abril 2021].
- [55] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), «Co-beneficios. Contribución de la transición energética para el desarrollo sostenible en México,» México, 2020.
- [56] Wooldridge, J, «Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data. The MIT Press Cambridge, Massachusetts,» Massachusetts, 2010.

- [57] Delgado, S. y Jimenez, L., «Análisis de la dependencia fiscal de los municipios de sexta categoría del departamento de Boyacá durante el periodo 1996- 2000,» *Apuntes del CENES*, vol. 34, nº 60, pp. 215 - 246, 2015.
- [58] Ibáñez, A. y Laverde, M., «Los Municipios Mineros en Colombia: características e impactos sobre el desarrollo Documento de soporte para la formulación del Plan Nacional de Ordenamiento Minero de Colombia,» Bogotá, 2014.
- [59] Blanco, G. y Arrese, M. , «Territorio y energías renovables no convencionales Aprendizajes para la construcción de política pública a partir del caso de Rukatayo Alto, Región de Los Ríos, Chile,» 2016.
- [60] Parker, C, «Local Energy Transition and Technical Knowledge in the Southern Cone: A Sociological Approach,» 2020.
- [61] DIAN, *Resolución 007 de 2021 "Por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM, y del Impuesto Nacional al carbono"*, Bogotá., 2021.